



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE141599

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH DENGAN
METODE KARAKTERISTIK *TRIPPING* NON-STANDAR PADA
JARINGAN 150KV DAN 20KV PT.PLN (PERSERO) APJ
GILIMANUK**

Amarendra Suryaquarta Nugraha
NRP 2213 105 040

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2015



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE141599

***STUDY COORDINATION PROTECTION OVERCURRENT
RELAY WITH NON-STANDARD TRIPPING CHARACTERISTIC
METHOD AT 150KV NETWORK AND 20KV PT PLN
(PERSERO) APJ GILIMANUK***

Amarendra Suryaquarta Nugraha
NRP 2213 105 040

Advisor Lecturer
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty Of Industry Technology
Sepuluh Nopember Institute Of Technology
Surabaya 2015

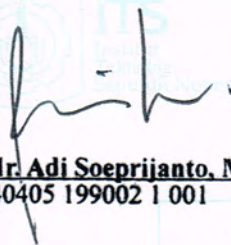
**STUDI KOORDINASI PROTEKSI RELE ARUS LEBIH DENGAN
METODE KARAKTERISTIK *TRIPPING* NON-STANDAR PADA
JARINGAN 150KV DAN 20KV PT.PLN (PERSERO) APJ GILIMANUK**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

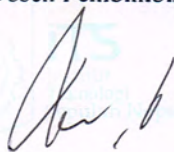
Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
19640405 199002 1 001

Dosen Pembimbing II



Dr. Ir. Margo Pujiantara, MTNIP.
NIP.196603181990101001



Studi Koordinasi Proteksi Rele Arus Lebih dengan Metode Karakteristik *Tripping* Non-Standar pada Jaringan 150kV dan 20kV PT.PLN (Persero) APJ Gilimanuk

Amarendra Suryaquarta Nugraha
NRP 2213105040

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.

ABSTRAK

Pada sistem kelistrikan, proteksi yang baik merupakan hal yang sangat penting guna meningkatkan kehandalan pada sistem tersebut. Hal ini dapat terwujud dengan sistem koordinasi proteksi terutama pada *setting* rele yang tepat. Pada setiap rele memiliki *setting* untuk mengamankan sistem dari gangguan dan selanjutnya dikoordinasikan dengan rele lainnya dengan tujuan dapat melokalisir gangguan yang terjadi. Dari tujuan tersebut, kurva karakteristik pada rele disesuaikan berdasarkan kemungkinan besar arus gangguan yang timbul sehingga didapatkan waktu pemutusan CB yang tepat. Pada tugas akhir ini dibahas mengenai penggunaan metode kurva karakteristik tripping non-standart pada rele dimana karakteristik ini memiliki keunggulan dalam waktu kerja rele yang lebih cepat sehingga waktu pemutusan CB juga menjadi lebih cepat dibandingkan dengan karakteristik rele pada umumnya. Hal ini dikarenakan perbedaan yang mendasar dari persamaan yang digunakan pada rele sehingga menghasilkan bentuk kurva karakteristik yang berbeda. Dari hasil simulasi dengan menggunakan metode kurva karakteristik *tripping* non-standar yang diterapkan berdasarkan data plant PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk, didapatkan waktu kerja rele sebesar 503ms sedangkan dengan metode pada umumnya memerlukan waktu kerja rele sebesar 755ms sehingga didapatkan selisih waktu penurunan sebesar 252ms. Dengan begitu metode kurva karakteristik *tripping* non-standart dapat mengatasi arus gangguan lebih cepat.

Kata Kunci – *proteksi, koordinasi, rele, kurva karakteristik tripping non-standart*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

Study Coordination Protection Overcurrent Relay with Non-Standard Tripping Characteristic Method at 150kV Network and 20kV PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk

Amarendra Suryaquarta Nugraha
NRP 2213105040

Counsellor Lecturer

Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.

ABSTRACT

In electrical system, a good protection is very important to improve reliability in the system. This can be realized by coordination systems of protection, especially in right setting of the relay. At each relay has a setting to secure the system from interference and subsequently coordinated with other relays in intention to localize from the fault. From these objectives, the characteristic curve is adjusted based on the possibility fault currents that occur to obtain a proper operation time of CB. In this final project discussed about the use of method non-standard tripping characteristic curve in the relay where this characteristic has the advantage of operation time relay faster so that the operation time of CB also be faster than the characteristics of the relay in general method. This is due to a fundamental difference from the equation used in the relay so that the result in different forms of characteristic curve. From the simulation results using the method non-standard tripping characteristic curve applied by the data plant PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk, obtained operation time relay is 503ms while with generally methods require a operation time relay is 755ms, so its obtain the time difference decreased by 252ms. Thus non-standard tripping characteristic curve method can be overcome a fault current faster.

Keyword – *protection, coordination, relay, non-standard tripping characteristic curve*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Robbil 'Alamin, terucap syukur kehadiran Allah SWT atas limpahan rahmat dan karunia yang tak terkira terutama berupa kekuatan, kesabaran, dan kelancaran sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Adapun tujuan dari penyusunan Tugas Akhir ini adalah sebagai salah satu persyaratan untuk mendapatkan gelar sarjana teknik pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada pihak-pihak yang telah membantu penulis untuk menyelesaikan proyek akhir ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Segenap keluarga, terutama Bapak dan Mama tercinta yang selalu memberikan dukungan, semangat, dan doa untuk keberhasilan putra tercintanya.
2. Kepada Bapak Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT. dan Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT. atas bimbingan selama pengerjaan tugas akhir ini.
3. Seluruh dosen penguji atas arahan dan kritikan yang telah diberikan demi kesempurnaan alat yang kami buat.
4. Bapak Dr. Tri Arief Sardjono, ST., MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro ITS.
5. PT. PLN (Persero) terutama Gardu Induk APJ Gilimanuk atas kesempatan yang diberikan kepada penulis untuk menggali informasi.
6. Seluruh Dosen dan Karyawan di jurusan Teknik Elektro ITS atas fasilitas dan waktu yang telah diberikan.
7. Teman – teman LJ Elektro 105 angkatan 2013 atas kebersamaan dan kekompakkan selama ini.
8. Teman – teman seperjuangan (Azhar, Neo, Nyoman, Haryo, Yayang, Yulian, Yohanes, Deny dll) dan teman – teman laboratorium B103.
9. Juga kepada semua pihak yang telah membantu penulis hingga terselesainya proyek akhir ini yang tidak dapat penulis sebutkan.

Besar harapan penulis agar Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi banyak pihak. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik, koreksi, dan saran dari pembaca yang bersifat membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, 4 Juni 2014

Penulis

DAFTAR ISI

	HALAMAN
JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN	
LEMBAR PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
 BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	1
1.3. Batasan Masalah	1
1.4. Tujuan Tugas Akhir	2
1.5. Metodologi	2
1.6. Sistematika Penulisan	4
1.7. Relevansi	4
 BAB 2 DASAR TEORI	
2.1. Gangguan pada Sistem Tenaga Listrik	6
2.2. Jenis – Jenis Gangguan	6
2.2.1. Gangguan Beban Lebih (<i>Overload</i>)	7
2.2.2. Gangguan Hubung Singkat	7
2.2.3. Kontribusi Arus Hubung Singkat	8
2.2.4. Perhitungan Arus Hubung Singkat	9
2.3. Sifat-Sifat Gangguan	10
2.4. Trafo Arus (<i>Current Transformer</i>)	10
2.5. Rele Pengaman pada Sistem Tenaga Listrik	11
2.6. Rele Arus Lebih	12
2.6.1 Rele Arus lebih Waktu Invers	13
2.6.2 Rele Arus lebih Waktu Tertentu	14
2.6.3 Rele Arus lebih Waktu Instan	15

2.7. <i>Setting</i> Rele Arus Lebih	16
2.7.1 <i>Setting</i> Rele Arus lebih Waktu Invers	16
2.7.2 <i>Setting</i> Rele Arus lebih Waktu Tertentu	17
2.8. Koordinasi Berdasarkan <i>Setting</i> Arus dan Waktu	17
2.9. Rele Karakteristik <i>Tripping</i> Non-Standart	18

BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PT.PLN (Persero) APJ Gilimanuk

3.1. Sistem Kelistrikan PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk	21
3.1.1. Rating Tegangan	23
3.2. Penyulang Gilimanuk.....	23
3.3. Penyulang Melaya.....	24
3.4. Penyulang Menjangan	26
3.5. Sistem Pengaman Eksisting	28

BAB 4 ANALISA DAN HASIL SIMULASI

4.1. Pemodelan sistem kelistrikan PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk.....	31
4.2. Pemilihan Tipikal <i>Setting</i> Koordinasi Sistem Proteksi pada PT.PLN (Persero) APJ Gilimanuk	31
4.3. Analisis Arus gangguan hubung singkat	33
4.3.1 Analisis hubung singkat minimum	33
4.3.2 Analisis hubung singkat maksimum	34
4.4. <i>Setting</i> koordinasi rele tipikal 1 gilimanuk.....	35
4.5. <i>Setting</i> koordinasi rele tipikal 2 melaya	40
4.6. <i>Setting</i> koordinasi rele tipikal 3 menjangan	45
4.7. Pemodelan kurva karakteristik <i>tripping</i> non-standart	49
4.7.1 Bentuk kurva.....	49
4.7.2 Penerapan pada ETAP	54
4.8. <i>Resetting</i> koordinasi rele tipikal 1 gilimanuk dengan metode kurva karakteristik <i>tripping</i> non-standart	56
4.9. <i>Resetting</i> koordinasi rele tipikal 2 melaya dengan metode kurva karakteristik <i>tripping</i> non-standart	65
4.10. <i>Resetting</i> koordinasi rele tipikal 3 menjangan dengan metode kurva karakteristik <i>tripping</i> non-standart	70

BAB 5 PENUTUP

5.1. Kesimpulan	87
5.2. Saran	87

DAFTAR PUSTAKA	89
BIODATA PENULIS	91
LAMPIRAN	

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR TABEL

	HALAMAN
Tabel 2.1 Koefisien Invers Time Dial dengan Standart IEC	17
Tabel 3.1 Data Transformator Daya Utama GI APJ Gilimanuk	21
Tabel 3.2 Data Transformator pada Penyulang Gilimanuk	23
Tabel 3.3 Data Transformator pada Penyulang Melaya	24
Tabel 3.4 Data Transformator pada Penyulang Menjangan	26
Tabel 3.5 Eksisting Rele Penyulang Gilimanuk	29
Tabel 3.6 Eksisting Rele Penyulang Melaya	30
Tabel 3.7 Eksisting Rele Penyulang Menjangan	30
Tabel 4.1 Tabel data Iscmin 2 fasa saat 30cycle pada bus	33
Tabel 4.2 Tabel data Iscmax 3 fasa pada bus	34
Tabel 4.3 Tabel data <i>setting</i> koordinasi rele pada tipikal 1 gilimanuk	36
Tabel 4.4 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426	38
Tabel 4.5 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk	39
Tabel 4.6 Tabel data <i>setting</i> koordinasi rele pada tipikal 2 melaya	41
Tabel 4.7 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m	43
Tabel 4.8 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk	44
Tabel 4.9 Tabel data <i>setting</i> koordinasi rele pada tipikal 3 menjangan	46
Tabel 4.10 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 191	48
Tabel 4.11 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 2 Gilimanuk	49
Tabel 4.12 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426	63
Tabel 4.13 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk	64
Tabel 4.14 Hasil perbandingan waktu <i>tripping</i> pada tipikal 1 gilimanuk	65

Tabel 4.15	Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m	73
Tabel 4.16	Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk	74
Tabel 4.17	Hasil perbandingan waktu <i>tripping</i> pada tipikal 2 melaya.....	75
Tabel 4.18	Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 191m	83
Tabel 4.19	Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 2 gilimanuk	84
Tabel 4.20	Hasil perbandingan waktu <i>tripping</i> pada tipikal 3 menjangkan.....	84

DAFTAR GAMBAR

	HALAMAN
Gambar 1.1 Metodologi tugas akhir	3
Gambar 2.1 Contoh sistem tenaga listrik secara sederhana	5
Gambar 2.2 Arah aliran arus saat terjadi gangguan	8
Gambar 2.3 Diagram konsep kerja rele	11
Gambar 2.4 Karakteristik Kurva Invers pada Standar ANSI	13
Gambar 2.5 Karakteristik Kurva Invers pada Standara IEC	14
Gambar 2.6 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Tertentu	14
Gambar 2.7 Karakteristik Rele Arus Lebih <i>Instant</i>	15
Gambar 2.8 Kombinasi Inverse Dengan Rele Arus Lebih Waktu Tertentu	15
Gambar 2.9 (a) adalah kurva karakteristik <i>tripping</i> non-standar baru dibandingkan dengan (b) kurva karakteristik <i>tripping</i> IDMT IEC-standar [7]	18
Gambar 3.1 <i>Single line Diagram</i> PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk	22
Gambar 4.1 Gambar single line pembagian tipikal 1,2,3	32
Gambar 4.2 Gambar tipikal 1 gilimanuk	35
Gambar 4.3 Kurva hasil <i>setting</i> koordinasi tipikal 1 gilimanuk	37
Gambar 4.4 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426	38
Gambar 4.5 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk	39
Gambar 4.6 Gambar tipikal 2 melaya	40
Gambar 4.7 Kurva hasil <i>setting</i> koordinasi tipikal 2 melaya	42
Gambar 4.8 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m	43
Gambar 4.9 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk	44
Gambar 4.10 Gambar tipikal 3 menjangan	45
Gambar 4.11 Kurva hasil <i>setting</i> koordinasi tipikal 3 menjangan	47
Gambar 4.12 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 191	48
Gambar 4.13 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 2 Gilimanuk	49
Gambar 4.14 Bentuk kurva menggunakan persamaan	

	$y = \log (I_{sc})$	50
Gambar 4.15	Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log (I_{sc})$	51
Gambar 4.16	Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log (I_{sc}) + 1$	52
Gambar 4.17	Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log (I_{sc}) + 2$	53
Gambar 4.18	Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log (I_{sc}) + 1.33$	54
Gambar 4.19	Bentuk kurva rele arus lebih menggunakan karakteristik <i>tripping</i> non-standar	55
Gambar 4.20	Kurva hasil <i>resetting</i> koordinasi tipikal 1 gilimanuk	61
Gambar 4.21	Kurva perbandingan antara metode standart dengan metode non-standart pada tipikal 1 gilimanuk ..	62
Gambar 4.22	Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426.....	63
Gambar 4.23	Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk.....	64
Gambar 4.24	Kurva hasil <i>resetting</i> koordinasi tipikal 2 melaya	71
Gambar 4.25	Kurva perbandingan antara metode standart dengan metode non-standart pada tipikal 2 melaya.....	72
Gambar 4.26	Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m.....	73
Gambar 4.27	Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk.....	74
Gambar 4.28	Kurva hasil <i>resetting</i> koordinasi tipikal 3 menjangan	81
Gambar 4.29	Kurva perbandingan antara metode standart dengan metode non-standart pada tipikal 3 menjangan	82
Gambar 4.30	Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 191m.....	83
Gambar 4.31	Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 2 gilimanuk.....	84

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kehandalan suatu sistem kelistrikan merupakan suatu hal yang menjadi prioritas utama. Terutama pada sistem distribusi yang menjadi pemasok aliran daya menuju beban. Pentingnya menjaga kehandalan sistem distribusi guna mempertahankan kontinuitas tenaga listrik menuju beban.

Salah satu cara dalam mempertahankan kehandalan ialah koordinasi sistem proteksi yang baik pada sistem kelistrikan tersebut. Banyaknya jenis rele yang digunakan pada sistem tentunya harus di-koordinasikan secara tepat agar mampu menanggulangi setiap gangguan yang terjadi tanpa kesalahan sedikit-pun.

Pada metode koordinasi rele sebelumnya telah memberikan hasil yang baik, namun tentunya diperlukan metode lain yang mampu memberikan hasil yang optimal. Salah satunya metode karakteristik *tripping* non-standar, dimana mampu mempercepat waktu *tripping* maksimum dan rata rata yang efektif sesuai dengan kurva karakteristik masing-masing rele. Oleh sebab itu metode ini memungkinkan untuk mendapatkan peningkatan selektifitas rele pada sistem proteksi.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah yang akan dibahas pada tugas akhir ini adalah :

1. Bagaimana menggunakan kurva *tripping* karakteristik yang baru ?
2. Bagaimana menentukan waktu *tripping* dari rele untuk dikoordinasikan ?

1.3 Batasan Masalah

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, permasalahan dibatasi sebagai berikut :

1. Gangguan yang terjadi hanya gangguan hubung singkat
2. Jenis peralatan pengaman yang digunakan adalah rele arus lebih (Over Current Relay)
3. Studi kasus dilakukan pada jaringan 150kV dan 20kV di APJ Gilimanuk

1.4 Tujuan Tugas Akhir

Tugas akhir ini bertujuan untuk mendapatkan nilai tripping yang akurat pada rele, sehingga mampu meningkatkan selektifitas rele saat terjadi gangguan. Serta mempercepat waktu tripping akan lebih baik karena mampu mengurangi insiden energi.

1.5 Metodologi

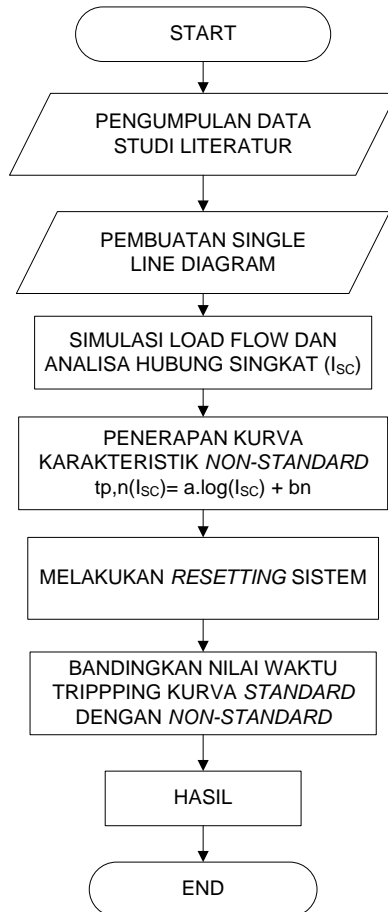
Metodologi penelitian yang dilakukan dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Studi literature
Studi literature dilakukan untuk memperoleh teori pendukung yang berasal dari *paper*, jurnal dan *text book*. Dalam literature tersebut dipelajari teori – teori tentang *Sistem Koordinasi Proteksi*, dimana cara mengkoordinasikan satu rele dengan rele yang lain secara selektif jika terjadi gangguan pada suatu sistem tenaga listrik.
2. Pengumpulan data
Data – data yang di dapatkan meliputi *spesifikasi* data transformator, rele, CB, motor, kabel dan peralatan lainnya.
3. Pemodelan dan Perancangan sistem
Setelah mendapatkan data sistem kelistrikan dari penyulang 20kV PT. PLN APJ Gilimanuk maka di bentuklah *single line diagram*. *Single line diagram* tersebut dilakukan pada software ETAP 11. Berikutnya penerapan kurva grafik rele pada paper untuk dapat di koordinasikan pada rele.
4. Simulasi dan analisis
Dilakukan simulasi analisa aliran daya dan analisa hubung singkat. Analisa daya dilakukan untuk mengetahui arah aliran daya dan tegangan pada setiap bus. Analisa hubung singkat digunakan untuk mengetahui nilai arus gangguan, letak gangguan ditentukan dititik tertentu untuk jenis-jenis gangguan yang mungkin terjadi.
5. Melakukan *resetting*
Setelah dilakukan analisa hubung singkat dan mengetahui nilai arus hubung singkat maksimum dan minimum, berdasarkan nilai tersebut dapat ditentukan *setting* rele pengaman. Resetting dilakukan menggunakan kurva grafik *tripping* non-standart yang berbeda dengan eksiting yang ada

6. Kesimpulan

Hasil yang sudah dicapai dalam penelitian disusun dalam bentuk laporan. Laporan disini berbentuk kesimpulan dan diberikan saran atau rekomendasi tentang penelitian yang telah dilakukan.

Skema flowchart pengerjaan tugas akhir, sebagai berikut :



Gambar 1.1 Metodologi Tugas Akhir

1.6 Sistematika Penulisan

Laporan Tugas Akhir ini disusun dalam suatu sistematika sebagai berikut :

- Bab 1
Bab ini menjelaskan tentang pendahuluan yang membahas mengenai latar belakang, tujuan penelitian, permasalahan, batasan masalah, metodologi, sistematika penulisan dan relevansi dari Tugas Akhir.
- Bab 2
Bab ini menjelaskan tentang teori-teori sistem proteksi. Teori-teori tersebut digunakan sebagai pedoman pengerjaan tugas akhir, dimana membahas meliputi : jenis gangguan, penyebab terjadinya gangguan, karakteristik rele serta peralatan pengaman lain dan koordinasi proteksi.
- Bab 3
Bab ini menjelaskan tentang sistem kelistrikan yang terdapat pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk, meliputi spesifikasi data transformator, dan peralatan lainnya.
- Bab 4
Bab ini menjelaskan tentang hasil simulasi dan analisa data dari penerapan kurva *tripping* non-standart pada rele, yang mana akan dilakukan *setting* arus dan waktu tunda. Sehingga didapatkan sistem koordinasi yang sesuai.
- Bab 5
Bab ini merupakan kesimpulan dari hasil penelitian tugas akhir beserta saran tentang pembahasan yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

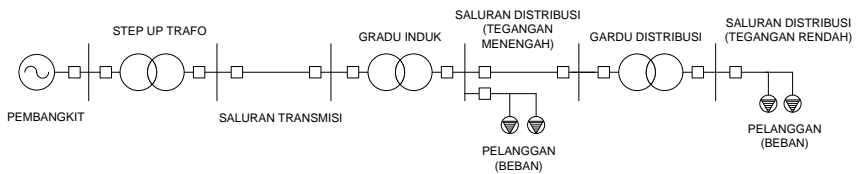
Hasil yang diperoleh dari Tugas Akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat berikut :

1. Memberikan kontribusi terhadap perkembangan sistem kelistrikan. Pada permasalahan yang terkait dalam sistem proteksi khususnya pada bentuk karakteristik kurva rele arus lebih.
2. Dapat meningkatkan penguasaan Ilmu Pengetahuan dan Teknologi (IPTEK) di bidang Sistem Tenaga listrik bagi pengusul tugas akhir.
3. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa lain yang akan mengambil tugas akhir dengan bahasan yang serupa.

BAB 2

DASAR TEORI

Suatu sistem tenaga listrik digunakan untuk menyalurkan daya dari pembangkit menuju beban melalui sistem transmisi, lalu didistribusikan secara merata sesuai dengan kebutuhan pelanggan. Pada awal mula sumber tenaga listrik didapatkan melalui pembangkit, misalnya PLTA, PLTU, PLTG dll. Untuk menyalurkan daya listrik dari pembangkit tersebut diperlukan adanya saluran transmisi. Karena jarak antara pelanggan (beban) dengan pembangkit cukup jauh maka dibutuhkan level tegangan yang tinggi untuk mengurangi rugi-rugi pada saluran transmisi. Maka dari itu tegangan yang dibangkitkan oleh unit pembangkit perlu untuk dinaikan menggunakan transformator *step up*, karena pada umumnya tegangan yang dibangkitkan oleh pembangkit sebesar 13,8kV hingga 24kV. Tegangan transmisi ini sebesar 150kV hingga 500kV (jaringan tegangan tinggi), setelah memasuki gardu induk maka tegangan di turunkan kembali dengan transformator *step down* menjadi 20kV (jaringan tegangan menengah) sesuai dengan permintaan pelanggan, lalu pada gardu distribusi dilakukan distribusi kembali ke pelanggan yang membutuhkan tegangan rendah sebesar 380/220 volt, tampak seperti gambar 2.1



Gambar 2.1 Contoh sistem tenaga listrik secara sederhana

Untuk menjaga kehandalan penyaluran daya ke pelanggan (beban) maka dibutuhkan suatu sistem proteksi saat gangguan terjadi pada sistem. Sistem proteksi adalah suatu sistem yang digunakan untuk mengisolir gangguan, dengan cara memisahkan gangguan tersebut dari sistem. Untuk memisahkan gangguan tersebut dibutuhkan suatu alat pemutus saluran yang dinamakan circuit breaker (CB). Dengan memisahkan gangguan dari sistem, maka penyaluran daya pada sistem tetap terjaga.

Berdasarkan ANSI/IEEE Std. 100-1992 gangguan didefinisikan sebagai suatu kondisi fisis yang disebabkan kegagalan suatu perangkat, komponen, atau suatu elemen untuk bekerja sesuai dengan fungsinya. Gangguan dapat dikatakan berbahaya karena memiliki efek, antara lain:

1. Menyebabkan terjadinya kerusakan pada peralatan – peralatan sistem tenaga listrik dikarenakan kenaikan suhu atau kapasitas yang berlebih.
2. Membahayakan keselamatan pekerja atau manusia.
3. Menyebabkan suatu sistem tidak stabil.

Oleh karena itu sistem proteksi pada suatu sistem tenaga listrik sangat diperlukan.

2.1 Gangguan pada Sistem Tenaga Listrik

Gangguan pada sistem tenaga listrik menurut asal gangguan terbagi menjadi 2 bagian, yakni sumber gangguan yang berasal dari dalam sistem dan gangguan yang berasal dari luar sistem. Penyebab gangguan yang berasal dari dalam sistem, diantaranya :

1. Beban lebih, sehingga menimbulkan arus dan tegangan tidak normal.
2. Usia peralatan/isolasi, sehingga kekuatan material berkurang.
3. Kesalahan mekanis atau pemasangan (instalasi).

Sedangkan untuk gangguan yang berasal dari luar sistem antara lain :

1. *Human error* (kesalahan manusia), saat melakukan *maintenance* atau perbaikan.
2. Pengaruh alam/cuaca seperti gempa, hujan, angin, serta surja petir. Pada gangguan surja petir dapat mengakibatkan gangguan tegangan lebih. Serta menyebabkan gangguan hubung singkat karena tembus isolasi peralatan (*breakdown*).
3. faktor lingkungan seperti pohon, binatang, dll

2.2 Jenis – Jenis Gangguan

Adanya gangguan pada sistem tenaga listrik menyebabkan terjadinya kenaikan arus yang sangat besar menuju ke titik gangguan, sehingga arus yang melewati peralatan juga akan sangat besar. Bila hal ini dibiarkan maka arus yang melewati peralatan dapat merusak peralatan karena diluar kapasitas yang diijinkan. Pada umumnya gangguan yang terjadi pada sistem adalah gangguan beban lebih (overload) dan gangguan hubung singkat.

2.2.1 Gangguan Beban Lebih (Overload)

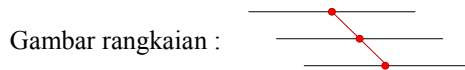
Gangguan ini merupakan gangguan yang timbul akibat adanya arus yang melebihi arus nominal ($I > I_n$). Arus yang mengalir melebihi kapasitas ini jika tidak segera diatasi, maka dapat merusak peralatan listrik tersebut.

2.2.2 Gangguan Hubung Singkat

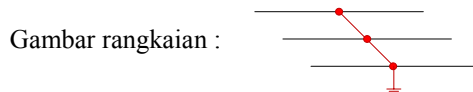
Hubung singkat adalah terjadinya hubungan penghantar bertegangan atau penghantar tidak bertegangan yang memiliki beda potensial secara langsung, sehingga terjadi aliran arus yang tidak normal atau sangat besar. Gangguan hubung singkat ini dapat dibedakan menjadi 2 kategori, yaitu:

1. Gangguan hubung singkat simetri

a. Hubung singkat 3 fasa (L-L-L)

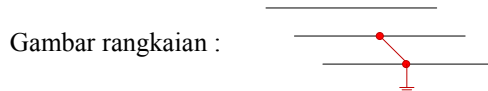


b. Hubung singkat 3 fasa ke tanah (L-L-L-G)

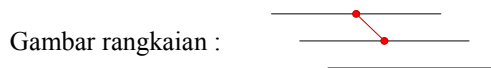


2. Gangguan hubung singkat asimetri

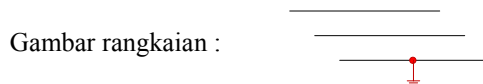
a. Hubung singkat 2 fasa (L-L)



b. Hubung singkat 2 fasa ke tanah (2L-G)

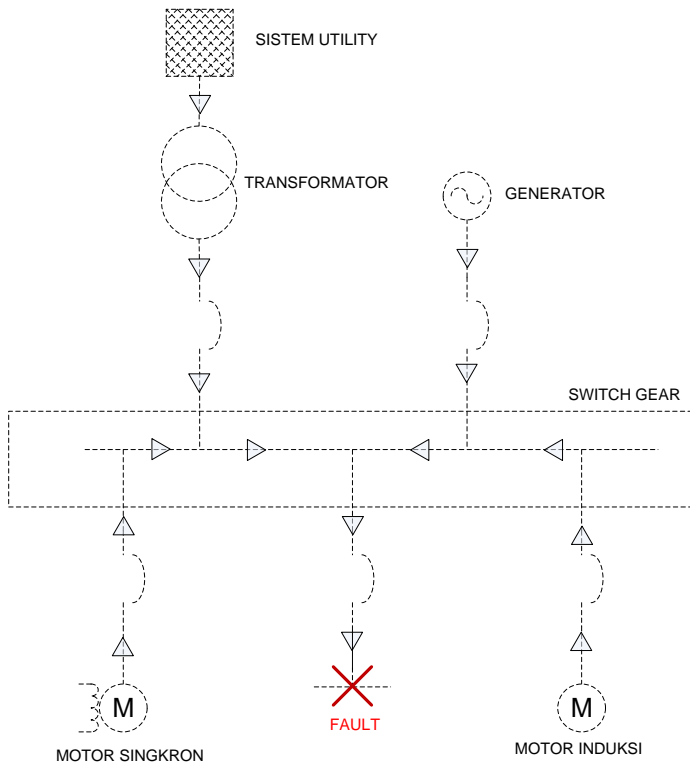


c. Hubung singkat 1 fasa ke tanah (1L-G)



2.2.3 Kontribusi Arus Hubung Singkat[3]

Nilai arus hubung singkat berasal dari besar sumber pembangkitkan sistem, yang mana merupakan nilai dari reaktansi sumber, peralatan, serta sistem keseluruhan hingga ke titik gangguan. Sumber arus hubung singkat berasal dari sistem *utility*, generator, motor sinkron dan motor induksi.



Gambar 2.2 Arah aliran arus saat terjadi gangguan

Terdapat 3 kondisi peralihan ketika terjadi hubung singkat (*short circuit*):

1. Kondisi pertama dimana *short circuit* terjadi pada kondisi $\frac{1}{2}$ cycle. Kondisi ini disebut periode *subtransient*, yang mana semua mesin termasuk switching komponen yang menyumbang arus diwakili oleh reaktansi subtransient ($X''d$).

2. Kondisi kedua dimana short circuit terjadi pada kondisi $\frac{1}{2} - 4$ cycle. Kondisi ini disebut periode *transient*, yang hanya generator sinkron dan motor sinkron yang menyumbang arus diwakili oleh reaktansi transient ($X'd$).
3. Kondisi ketiga dimana short circuit terjadi pada kondisi 30 cycle. Kondisi ini disebut periode *steady state*, yang mana hanya generator sinkron yang menyumbang arus diwakili oleh reaktansi sinkron (X_d). Mesin induksi, motor sinkron, kondensor tidak di pertimbangkan dalam *short circuit 30 cycle*

2.2.4 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Gangguan yang termasuk dalam hubung singkat simetri adalah gangguan hubung singkat tiga fasa, sedangkan gangguan selain hubung singkat tiga fasa termasuk gangguan hubung singkat asimetri [1]. Perhitungan untuk menentukan besar arus hubung singkat dalam sistem tenaga listrik didapatkan dengan cara :

- a. Hubung singkat 3 Fasa

Hubung singkat yang melibatkan ketiga fasa. Arus hubung singkat tiga fasa ($I_{sc_{3\phi}}$) diberikan oleh persamaan berikut :

$$I_{sc_{3\phi}} = \frac{V_{LN}}{X_1} \quad (2.1)$$

Dimana V_{LN} adalah tegangan nominal *line to netral*, dan X_1 adalah reaktansi urutan positif.

- b. Hubung singkat 2 Fasa

Hubung singkat yang terjadi antara dua fasa tanpa terhubung ke tanah. Arus hubung singkat antar fasa ($I_{sc_{2\phi}}$) diberikan oleh persamaan berikut :

$$I_{sc_{2\phi}} = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{sc_3} \approx 0.866 I_{sc_{3\phi}} \quad (2.2)$$

Dimana V_{LL} adalah tegangan nominal line to line, dan X_2 adalah reaktansi urutan negative

- c. Hubung singkat 1 fasa ke tanah

Hubung singkat ini melibatkan impedansi urutan nol (Z_0), dan besarnya arus hubung singkat ini tergantung sistem pentanahan

yang digunakan. Arus hubung singkat 1 fasa ($I_{sc1\phi}$) diberikan oleh persamaan berikut :

$$I_{sc1\phi} = \frac{3VLN}{X1+X2+X0+(3xZg)} \quad (2.3)$$

Jika sistem menggunakan pentanahan solid maka $Z_g = 0$, sehingga persamaan menjadi :

$$I_{sc1\phi} = \frac{3VLN}{X1+X2+X0} \quad (2.4)$$

2.3 Sifat-Sifat Gangguan

Bila dilihat dari lamanya waktu terjadi gangguan, maka dapat dikelompokkan menjadi [2] :

1. Gangguan yang bersifat temporer, yang dapat hilang dengan sendirinya atau dengan memutuskan sesaat bagian yang terganggu dari sumber tegangannya. Gangguan sementara jika tidak dapat hilang dengan segera, baik hilang dengan sendirinya maupun karena bekerjanya alat pengaman dapat berubah menjadi gangguan permanen.
2. Gangguan yang bersifat permanen, dimana untuk membebaskan gangguan diperlukan tindakan perbaikan dan/atau menyingkirkan penyebab gangguan tersebut.

Saat terjadi gangguan akan mengalir arus yang sangat besar pada fasa yang terganggu menuju titik gangguan, dimana arus gangguan tersebut mempunyai nilai arus yang jauh lebih besar dari rating arus maksimum yang diijinkan, sehingga terjadi kenaikan suhu yang dapat mengakibatkan kerusakan pada peralatan listrik.

2.4 Trafo Arus (*Current Transformer*)

Trafo arus adalah suatu peralatan yang berfungsi untuk merubah besaran arus listrik yang digunakan untuk keperluan pengukuran. CT digunakan jika arus yang mengalir melalui jaringan terlalu besar

mengakibatkan ketidaksesuaian dengan rating peralatan pengukuran maupun proteksi, maka dari itu hasil sample atau masukan arus dirubah ke level yang lebih rendah sehingga dapat disesuaikan dengan rating peralatan yang digunakan.

2.5 Rele Pengaman pada Sistem Tenaga Listrik

Rele adalah suatu peralatan sistem tenaga listrik yang dirancang untuk memberikan sinyal kepada pemutus tenaga (CB), sehingga CB dapat memutus bila terjadi gangguan atau menghubungkan kembali penyaluran daya. Pemutusan ini dilakukan untuk memisahkan bagian sistem tenaga listrik yang terjadi gangguan dengan yang tidak terkena gangguan.



Gambar 2.3 Diagram konsep kerja rele

Didalam rele terdapat 3 bagian, yaitu *sensing* elemen, *comparison* elemen dan *control* elemen setelah proses itu tercapai lalu dapat mengirimkan sinyal.

Terdapat syarat-syarat yang harus diperhatikan dalam penggunaan rele pengaman pada sistem proteksi, antara lain [4]:

a. Selektifitas

Selektifitas pada sistem proteksi adalah kemampuan rele proteksi untuk melakukan pemilihan *tripping* secara tepat sesuai pada area yang terjadi gangguan. *Tripping* dengan menggunakan CB terdekat sesuai dengan rencana yang telah ditentukan saat mendesain sistem proteksi tersebut.

Selektifitas sistem proteksi dapat dilakukan dengan dua cara yaitu waktu bertingkat (*time grading*) dan pembagian daerah pengamanan .

b. Sensitifitas

Sensitifitas disini adalah tingkat kepekaan suatu rele untuk dapat mendeteksi terhadap gangguan yang muncul. Suatu rele disebut sensitif apabila parameter operasi utamanya rendah.

Artinya, semakin rendah besaran parameter penggerak maka perangkat tersebut dikatakan semakin sensitif.

Pada rele-rele numerik, sensitifitas tidak dikaitkan lagi pada perangkat kerasnya tetapi lebih pada aplikasi dan parameter peralatan pengukuran, seperti trafo arus (*current transformer*) atau trafo tegangan (*Voltage transformer*) yang dipakai.

c. Kecepatan

Kecepatan yang dimaksud adalah kecepatan untuk mengisolasi gangguan secepat dan sedini mungkin. Tujuan utamanya adalah mengamankan kontinuitas pasokan daya dengan cara mengisolasi gangguan.

d. Keandalan

Rele dapat dikatakan handal dapat dihitung dari jumlah rele yang bekerja saat mengamankan gangguan berbanding dengan jumlah gangguan yang terjadi. Semakin tinggi keandalan maka sistem tersebut semakin baik dan dapat meminimalkan terjadinya kerusakan akibat gangguan. Terdapat faktor-faktor yang mempengaruhi keandalan, yaitu *dependable*, *secure*, *availability*.

2.6 Rele Arus Lebih

Pada dasarnya rele arus lebih berfungsi sebagai pengaman saat terjadi gangguan hubung singkat, selain itu dalam beberapa kasus dapat digunakan sebagai pengaman beban lebih (*overload*). Rele arus lebih merupakan suatu jenis rele yang bekerja berdasarkan besarnya arus masukan, dan apabila besarnya arus masukan melebihi suatu harga tertentu yang dapat diatur (I_p) maka rele arus lebih bekerja. Dimana I_p merupakan arus kerja yang dinyatakan menurut gulungan sekunder dari trafo arus (CT). Bila suatu gangguan terjadi didalam daerah perlindungan rele, besarnya arus gangguan I_f yang juga dinyatakan terhadap gulungan sekunder CT juga. Rele akan bekerja apabila memenuhi keadaan sebagai berikut[2] :

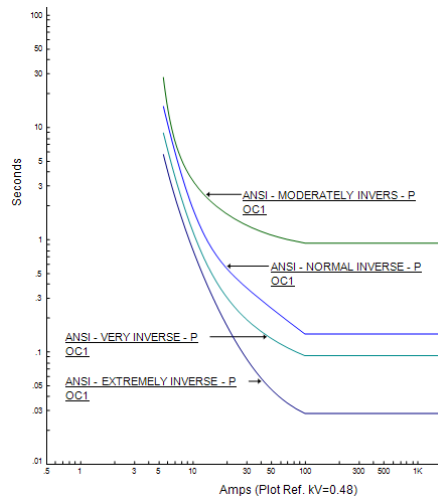
$I_f > I_p \implies$ rele bekerja (*trip*)

$I_f < I_p \implies$ rele tidak bekerja (*block*)

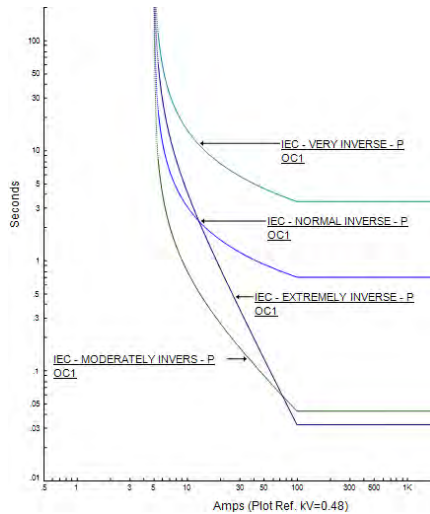
Rele arus lebih ini digunakan pada sistem tenaga listrik yang kecil dengan jaringan distribusi radial, generator, motor, transformator dll. Hampir dapat melindungi seluruh bagian sistem tenaga listrik dengan memakai rele jenis ini.

2.6.1 Rele Arus lebih Waktu Invers

Rele arus lebih waktu invers memiliki waktu operasi yang berbanding terbalik dengan besar nya arus gangguan[5]. Jadi, semakin besar arus gangguan maka rele akan bekerja dalam waktu yang semakin cepat. TCC (*time-current characteristic*) adalah kurva dengan skala dalam *time dial*. Semakin besar *time dial*, maka semakin lama waktu operasi dari rele tersebut. Karakteristik invers ini dijelaskan dalam standar IEC 60255-3 dan IEEE std 242-2001. Standar-standar ini mendefinisikan jenis karakteristik kurva yang dibedakan oleh gradien masing-masing, yaitu *standard inverse*, *very inverse*, *moderately inverse* dan *extremely inverse* [1] seperti pada Gambar 2.4 dan 2.5. Kurva invers ini sering dijumpai dengan *inverse definite minimum time* (IDMT). Kurva IDMT adalah kurva gabungan antara inverse dan definite yang mana seiring dengan arus yang bertambah besar, waktu operasi turun semakin cepat seolah mendekati waktu *definite* minimumnya.



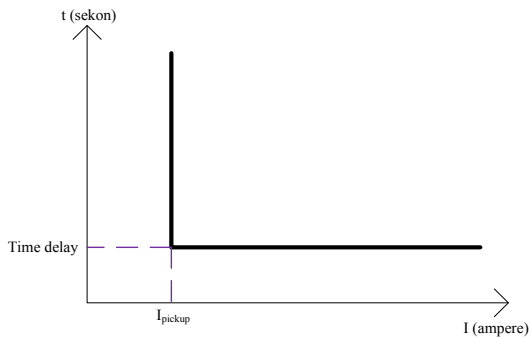
Gambar 2.4 Karakteristik Kurva Invers pada Standar ANSI



Gambar 2.5 Karakteristik Kurva Invers pada Standar IEC

2.6.2 Rele Arus lebih Waktu Tertentu

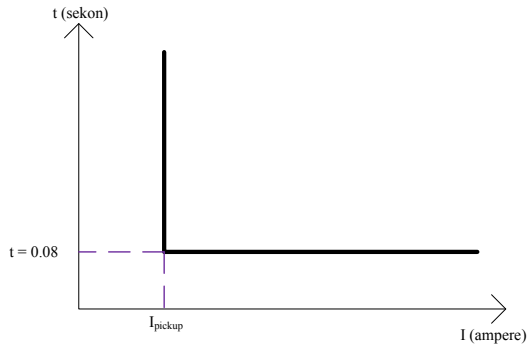
Prinsip kerja rele arus lebih ini diatur dengan menggunakan waktu operasi yang bervariasi berdasarkan *level* arus yang berbeda. Jadi, dengan menggunakan rele arus lebih ini gangguan yang paling dekat dapat diputus dengan cepat sesuai dengan *time delay* yang *disetting*. Semua *level* arus yang melebihi arus *pickup setpoint*-nya akan diputuskan dalam waktu yang sama (*definite*). Gambar 2.6 menunjukkan karakteristik dari rele arus lebih waktu tertentu.



Gambar 2.6 Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

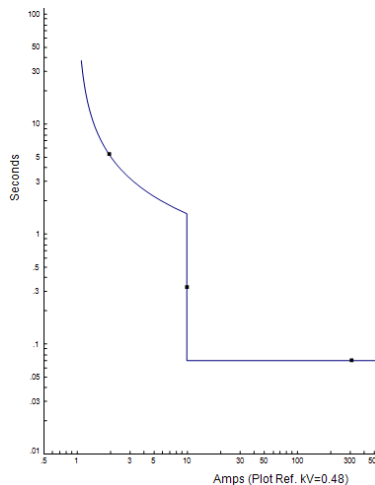
2.6.3 Rele Arus lebih Waktu Instan

Prinsip kerja rele jenis ini adalah tanpa penundaan waktu, tapi masih bekerja dengan waktu cepat sebesar 0.1 detik, pada umumnya kurang dari 0.08 detik [6], seperti terlihat pada Gambar 2.7.



Gambar 2.7 Karakteristik Rele Arus Lebih *Instant*

Bekerjanya rele ini didasarkan besarnya arus gangguan hubung singkat yang dipilih dan membukanya CB dalam waktu cepat sekali (80 ms). Gambar 2.8 menunjukkan penggunaan IDMT yang dikombinasikan dengan rele arus lebih waktu tertentu.



Gambar 2.8 Kombinasi Inverse Dengan Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

2.7 Setting Rele Arus Lebih

Rele arus lebih bekerja berdasarkan besarnya arus masukan. Apabila besar arus masukan melebihi nilai *setpoint* rele maka rele arus lebih tersebut akan bekerja [4]. Arus setting harus lebih besar dari arus beban penuh, sehingga berdasarkan British Bs 142-1983 batas penyetelan adalah $1.05-1.3 I_{FL}$.

Iset adalah $\geq 1.05 I_n$

$$I_s = \frac{I_{set}}{rasio CT}$$

Pemilihan tap yang digunakan adalah $= \frac{I_s}{I_n}$

Setting arus *actual* $I_s = \text{tap} \times I_n \times CT$

dimana I_s adalah arus setting.

Selain pada arus, juga harus memperhatikan batas maksimal setting untuk keamanan dan backup hingga kesisi *downstream* :

$$I_{set} \leq 0.8 I_{sc \min}$$

$$\text{Dimana } I_{sc \min} = 0.866 I_{sc3\phi}$$

sehingga :

$$1.05 I_{FL} \leq I_s \leq 0.8 I_{sc \min} \quad (2.5)$$

Pada jaringan radial, rele diujung yang terjauh dari sumber harus *disetting* untuk dapat bekerja pada waktu yang sesingkat mungkin.

2.7.1 Setting Rele Arus lebih Waktu Invers

Menurut standart british BS 142 batas nilai setting adalah $1.05-1.3 I_{FL}$. Pada rele arus lebih, besarnya nilai arus pickup ditentukan dengan pemilihan nilai tap menggunakan persamaan berikut :

$$\text{Tap} = I_{set} / CT \text{ primary}$$

Selain, menentukan nilai tap setting juga ditentukan setting time dial. Setting nilai time dial untuk masing-masing kurva invers rele dapat menggunakan persamaan berikut :

$$td = \frac{k \times T}{\beta \times \left[\left(\frac{I}{I_{set}} \right)^\alpha - 1 \right]}$$

Dimana :

td = waktu operasi (detik)
 T = *time dial*
 I = nilai arus (Ampere)
 I_{set} = arus *pickup* (Ampere)
 k = koefisien invers 1 (lihat Tabel 2.1)
 α = koefisien invers 2 (lihat Tabel 2.1)
 β = koefisien invers 3 (lihat Tabel 2.1)

Tabel 2.1 Koefisien Invers Time Dial dengan Standart IEC

Jenis Kurva	koefisien		
	k	α	β
Standart Inverse	0.14	0.02	2.970
Very Inverse	13.5	1.00	1.500
Extremely Inverse	80.00	2.00	0.808
Moderately Inverse	0.05	0.04	1.00

2.7.2 Setting Rele Arus lebih Waktu Tertentu

Rele arus lebih waktu tertentu akan bekerja seketika jika ada arus yang mengalir melebihi batas yang ditentukan (I_{set}). Dalam menentukan *setting pickup* instan ini digunakan $I_{sc\ min}$ yaitu arus hubung singkat 2 fasa pada pembangkitan minimum. Sehingga *setting* ditetapkan:

$$I_{set} \leq 0.8 \times I_{sc\ min} \quad (2.6)$$

2.8 Koordinasi Berdasarkan Setting Arus dan Waktu

Antara rele pengaman utama dan rele pengaman backup tidak boleh *tripping* secara bersamaan. Untuk itu diperlukan adanya Δt antara rele utama dan rele *backup*. *Time delay* ini sering dikenal sebagai setelan *setting* kelambatan waktu atau *grading time*. Perbedaan waktu kerja minimal antara rele utama dan rele *backup* adalah 0,3 – 0,4 detik. Dengan spesifikasi sebagai berikut menurut standard IEEE 242 :

Waktu buka CB : 0,04 – 0,1 s (2-5 *cycle*)
Overtravel dari rele : 0,1 s
 Faktor keamanan : 0,12-0,22 s

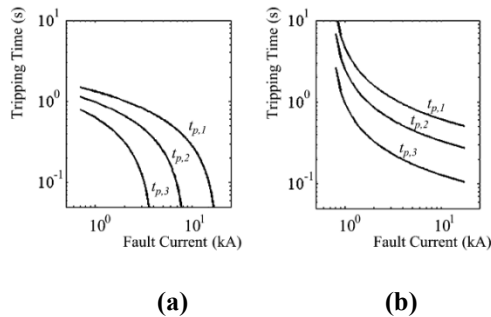
Untuk rele berbasis *microprocessor Overtravel time* dari rele diabaikan. Sehingga total waktu yang diperlukan adalah 0.2-0.4 s. Perbedaan waktu ini untuk memastikan bahwa gangguan di sisi hilir telah berhasil padam, sehingga dapat memastikan kemungkinan trip secara tidak bersamaan.

2.9 Rele Karakteristik *Tripping* Non-Standart

Rele dengan karakteristik ini diciptakan berdasarkan pertimbangan *grading time* (Δt), dimana *grading* itu seharusnya bernilai konstan. Dan juga terbebas dari letak gangguan berserta arus gangguan I_{sc} untuk memastikan selektifitas tanpa adanya kerugian dari waktu *tripping*, seperti pada karakteristik waktu tertentu (*definite time*). Selain itu, karakteristik ini harusnya bergantung pada besar arus gangguan layaknya karakteristik rele inverse (IDMT), yang mengurangi waktu *tripping* saat gangguan mendekati sumber. Syarat yang terakhir waktu *tripping* harus mempunyai polaritas positif. Menurut pendekatan karakteristik yang baru ditujukan pada persamaan berikut :

$$tp, n(I_{sc}) = a. \log(I_{sc}) + b_n \quad (2.7)$$

Karakteristik rele ini berdasarkan fungsi logaritmik, yang diikuti oleh koefisien a dan b berlaku pada setiap rele pada susunan jalur *grading* yang sama.



Gambar 2.9. (a) adalah kurva karakteristik *tripping* non-standar baru dibandingkan dengan (b) kurva karakteristik *tripping* IDMT IEC-standar [7]

Hasil yang didapatkan adalah pengurangan waktu tripping maksimum dan waktu tripping efektif yang berhubungan dengan *Definite Time Overcurrent* dan *IDMT grading*. Penggunaan kurva ini juga dapat menurunkan *thermal stress* secara drastis yang terjadi pada peralatan sistem tenaga seperti trafo dan kabel.[7]

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN PT. PLN (Persero) APJ GILIMANUK

3.1 Sistem Kelistrikan PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk

Sistem kelistrikan pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk menggunakan sistem transmisi menggunakan rating tegangan 150kV dan 20kV, serta pada jaringan distribusi menggunakan rating tegangan 0.4kV dan 0.38kV, terdapat 3 penyulang diantaranya merupakan :

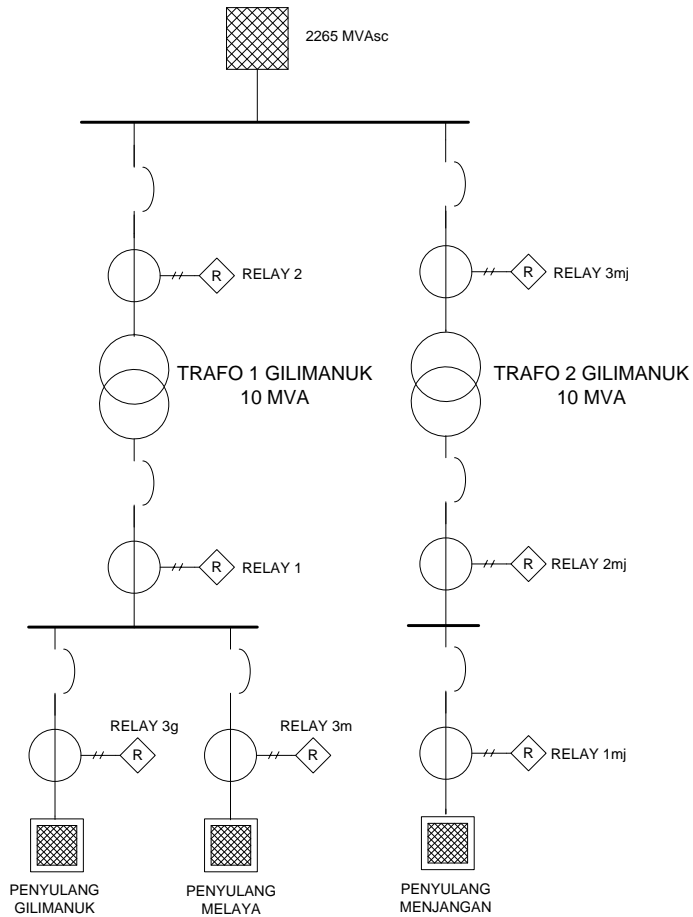
1. Penyulang Gilimanuk
2. Penyulang Melaya
3. Penyulang Menjangan

APJ (Area Pelayanan Jaringan), Gardu Induk APJ Gilimanuk terdapat ini pada area jaringan Bali Utara. Gardu induk ini bertugas untuk menyalurkan daya listrik pada area tersebut. Pada sistem kelistrikan ini memiliki 2 buah transformator daya utama yang kemudian terbagi menjadi beberapa transformator distribusi ke pelanggan sesuai dengan area penyulang masing masing. Berikut merupakan data kapasistas transformator APJ Gilimanuk.

Tabel 3.1 Data Transformator Daya Utama GI APJ Gilimanuk

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (MVA)	%Z	X/R
1	Trafo 1 Gilimanuk	150	20	10	8	15.5
2	Trafo 2 Gilimanuk	150	20	10	8	15.5

Pada masing – masing area penyulang tersebut memakai sistem distribusi radial untuk menyalurkan daya ke pelanggan. Rating tegangan yang di gunakan pada pelanggan adalah 0.4kV dan 0.38kV, sehingga GI APJ Gilimanuk menggunakan transformator daya *step down* dengan rating tegangan 20/0.4kV dan 20/0.38kV.



Gambar 3.1 *Single line Diagram* PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk

Gambar 3.1 menunjukkan *single line diagram* kelistrikan secara umum dari GI APJ Gilimanuk dengan sistem terbagi menjadi 3 jalur distribusi pada penyulang.

3.1.1 Rating Tegangan

Pada sistem kelistrikan PT. PLN APJ Gilimanuk dibagi menjadi 4 nilai rating tegangan sesuai kebutuhan, adalah sebagai berikut :

1. Tegangan 150kV
Tegangan ini adalah tegangan saluran transmisi dari sumber PLN, yang akan diterima transformator di GI Gilimanuk
2. Tegangan 20kV
Teganga ini adalah tegangan hasil keluaran transformator daya utama
3. Tegangan 400V
Tegangan ini adalah tegangan yang didistribusikan ke pelanggan
4. Tegangan 380V
Tegangan ini adalah tegangan yang didistribusikan ke pelanggan

3.2 Penyulang Gilimanuk

Jaringan distribusi yang di gunakan pada penyulang Gilimanuk adalah sistem radial. Pada sistem ini terdapat transformator penurun tegangan (*step down*) 20kV/0.4kV dan 20kV/0.38kV yang akan langsung disalurkan ke pelanggan (beban). Data tabel 3.2 menunjukan data transformator yang digunakan.

Tabel 3.2 Data Transformator pada Penyulang Gilimanuk

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	%Z	X/R
1	ML014	20	0.4	160	4	3.09
2	ML076	20	0.4	100	4	2.47
3	ML087	20	0.4	160	4	2.47
4	ML78	20	0.4	100	4	2.47
5	ML006	20	0.4	200	4	2.47
6	ML069	20	0.38	100	4	2.47
7	ML27	20	0.4	160	4	3.09
8	ML19	20	0.4	160	4	3.09
9	ML005	20	0.38	250	4	3.09
10	ML72	20	0.4	100	4	2.47
11	ML079	20	0.4	100	4	2.47

Lanjutan tabel 3.2 Data Transformator pada Penyulang Gilimanuk

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	%Z	X/R
12	ML051	20	0.38	160	4	3.09
13	ML058	20	0.4	25	4	2.47
14	ML004	20	0.38	100	4	2.47
15	ML052	20	0.38	345	4	3.09

3.3 Penyulang Melaya

Jaringan distribusi yang di gunakan pada penyulang Melaya adalah sistem radial. Pada sistem ini terdapat transformator penurun tegangan (*step down*) 20kV/0.4kV yang akan langsung disalurkan ke pelanggan (beban). Data tabel 3.3 menunjukan data transformator yang digunakan.

Tabel 3.3 Data Transformator pada Penyulang Melaya

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	%Z	X/R
1	ML029	20	0.4	100	4	2.47
2	ML038	20	0.4	250	4	2.47
3	ML88	20	0.4	100	4	2.47
4	ML096	20	0.4	100	4	2.47
5	ML032	20	0.4	160	4	2.47
6	ML067	20	0.4	100	4	2.47
7	ML044	20	0.4	100	4	2.47
8	ML075	20	0.4	100	4	2.47
9	ML071	20	0.4	100	4	2.47
10	ML033	20	0.4	100	4	2.47
11	ML001	20	0.4	200	4	2.47
12	ML064	20	0.4	100	4	2.47
13	ML017	20	0.4	160	4	2.47
14	ML066	20	0.4	100	4	2.47
15	ML023	20	0.4	100	4	2.47
16	ML025	20	0.4	100	4	2.47
17	ML043	20	0.4	50	4	2.47
18	ML063	20	0.4	160	4	2.47
19	ML035	20	0.4	100	4	2.47
20	ML081	20	0.4	100	4	2.47

Lanjutan tabel 3.3 Data Transformator pada Penyulang Melaya

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	%Z	X/R
21	ML026	20	0.4	100	4	2.47
22	ML024	20	0.4	100	4	2.47
23	ML008	20	0.4	100	4	2.47
24	ML095	20	0.4	100	4	2.47
25	ML042	20	0.4	160	4	2.47
26	ML002	20	0.4	160	4	2.47
27	ML003	20	0.4	50	4	2.47
28	ML009	20	0.4	160	4	2.47
29	ML082	20	0.4	160	4	2.47
30	ML007	20	0.4	160	4	2.47
31	ML083	20	0.4	160	4	2.47
32	ML012	20	0.4	200	4	2.47
33	ML092	20	0.4	100	4	2.47
34	ML011	20	0.4	100	4	2.47
35	ML053	20	0.4	630	4	2.47
36	ML013	20	0.4	100	4	2.47
37	ML054	20	0.4	100	4	2.47
38	ML016	20	0.4	100	4	2.47
39	ML068	20	0.4	100	4	2.47
40	ML094	20	0.4	100	4	2.47
41	ML018	20	0.4	200	4	2.47
42	ML034	20	0.4	50	4	2.47
43	ML089	20	0.4	100	4	2.47
44	ML091	20	0.4	50	4	2.47
45	ML084	20	0.4	160	4	2.47
46	ML097	20	0.4	160	4	2.47
47	ML049	20	0.4	100	4	2.47
48	ML048	20	0.4	50	4	2.47
49	ML015	20	0.4	100	4	2.47
50	ML101	20	0.4	100	4	2.47
51	ML086	20	0.4	160	4	2.47
52	ML056	20	0.4	100	4	2.47
53	ML093	20	0.4	100	4	2.47
54	ML021	20	0.4	100	4	2.47
55	ML055	20	0.4	50	4	2.47

Lanjutan tabel 3.3 Data Transformator pada Penyulang Melaya

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	% Z	X/R
56	ML077	20	0.4	900	4	2.47
57	ML028	20	0.4	250	4	2.47
58	ML037	20	0.4	160	4	2.47
59	ML036	20	0.4	100	4	2.47
60	ML061	20	0.4	50	4	2.47
61	ML103	20	0.4	345	4	3.09
62	ML062	20	0.4	50	4	2.47
63	ML073	20	0.4	50	4	2.47
64	ML045	20	0.4	100	4	2.47
65	ML039	20	0.4	100	4	2.47
66	ML041	20	0.4	100	4	2.47
67	ML098	20	0.4	100	4	2.47
68	ML065	20	0.4	50	4	2.47

3.4 Penyulang Menjangan

Jaringan distribusi yang di gunakan pada penyulang Menjangan adalah sistem radial. Pada sistem ini terdapat transformator penurunan tegangan (*step down*) 20kV/0.4kV yang akan langsung disalurkan ke pelanggan (beban). Data tabel 3.4 menunjukkan data transformator yang digunakan.

Tabel 3.4 Data Transformator pada Penyulang Menjangan

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	%Z	X/R
1	GR088	20	0.4	100	4	2.47
2	GR079	20	0.4	160	4	2.47
3	GR081	20	0.4	100	4	2.47
4	GR082	20	0.4	50	4	2.47
5	GR048	20	0.4	100	4	2.47
6	GR86	20	0.4	200	4	2.47
7	GR083	20	0.4	160	4	2.47
8	GR128	20	0.4	100	4	2.47
9	GR144	20	0.4	100	4	2.47
10	GR094	20	0.4	100	4	2.47

Lanjutan tabel 3.4 Data Transformator pada Penyulang Menjangan

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	%Z	X/R
11	GR034	20	0.4	100	4	2.47
12	GR129	20	0.4	100	4	2.47
13	GR161	20	0.4	50	4	2.47
14	GR024	20	0.4	100	4	2.47
15	GR155	20	0.4	100	4	2.47
16	GR118	20	0.4	100	4	2.47
17	GR036	20	0.4	100	4	2.47
18	GR064	20	0.4	200	4	2.47
19	GR152	20	0.4	100	4	2.47
20	GR089	20	0.4	50	4	2.47
21	GR122	20	0.4	100	4	2.47
22	GR138	20	0.4	100	4	2.47
23	GR145	20	0.4	160	4	2.47
24	GR021	20	0.4	100	4	2.47
25	GR035	20	0.4	160	4	2.47
26	GR114	20	0.4	160	4	2.47
27	GR047	20	0.4	100	4	2.47
28	GR092	20	0.4	160	4	2.47
29	GR038	20	0.4	100	4	2.47
30	GR022	20	0.4	50	4	2.47
31	GR097	20	0.4	100	4	2.47
32	GR046	20	0.4	160	4	2.47
33	GR153	20	0.4	50	4	2.47
34	GR099	20	0.4	100	4	2.47
35	GR143	20	0.4	50	4	2.47
36	GR059	20	0.4	160	4	2.47
37	GR052	20	0.4	160	4	2.47
38	GR116	20	0.4	100	4	2.47
39	GR105	20	0.4	100	4	2.47
40	GR104	20	0.4	160	4	2.47
41	GR141	20	0.4	100	4	2.47
42	GR093	20	0.4	160	4	2.47
43	GR121	20	0.4	100	4	2.47
44	GR122	20	0.4	100	4	2.47
45	GR051	20	0.4	400	4	2.47

Lanjutan tabel 3.4 Data Transformator pada Penyulang Menjangana

No	Nama Trafo	Primer (KV)	Sekunder (KV)	Rating Daya (KVA)	%Z	X/R
46	GR026	20	0.4	160	4	2.47
47	GR058	20	0.4	100	4	2.47
48	GR019	20	0.4	100	4	2.47
49	GR056	20	0.4	160	4	2.47
50	GR151	20	0.4	100	4	2.47
51	GR108	20	0.4	100	4	2.47
52	GR018	20	0.4	250	4	2.47
53	GR117	20	0.4	100	4	2.47
54	GR103	20	0.4	100	4	2.47
55	GR135	20	0.4	160	4	2.47
56	GR054	20	0.4	250	4	2.47
57	GR113	20	0.4	160	4	2.47
58	GR023	20	0.4	250	4	2.47
59	GR087	20	0.4	200	4	2.47
60	GR091	20	0.4	160	4	2.47
61	GR084	20	0.4	100	4	2.47
62	GR043	20	0.4	250	4	2.47
63	GR072	20	0.4	160	4	2.47
64	GR74	20	0.4	200	4	2.47
65	GR142	20	0.4	100	4	2.47
66	GR016	20	0.4	100	4	2.47
67	GR115	20	0.4	50	4	2.47

3.5 Sistem Pengaman Eksisting

Pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk untuk menjaga kontinuitas aliran daya ke pelanggan dibutuhkan sistem pengaman. Sistem pengaman disini menggunakan peralatan pengaman yang bekerja jika terjadi gangguan, antara lain *circuit breaker* (CB) , rele arus lebih, fuse, dan recloser. Dalam hal ini rele arus lebih bekerja berdasarkan *setting* arus dan waktu.

Terdapat peralatan pengaman pada masing – masing penyulang, yang dititik beratkan disini adalah rele. Tabel 3.5, Tabel 3.6, dan Tabel 3.7 menunjukan *setting* rele arus lebih *eksisting*, yang telah dikoordinasi pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk.

Tabel 3.5 Eksisting Rele Penyulang Gilimanuk

ID	Type	CT Ratio	Setting		
Relay 2	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.04
			Time dial	t>(A)	0.5
			Current high set	I>>A	1
			Time delay	t>>(s)	0.3
Relay 1	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.288
			Time dial	t>(A)	0.5
			Current high set	I>>A	1
			Time delay	t>>(s)	0.3
Relay 3g	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.29
			Time dial	t>(A)	1.5
			Current high set	I>>A	1
			Time delay	t>>(s)	0.1

Tabel 3.6 Eksisting Rele Penyulang Melaya

ID	Type	CT Ratio	Setting		
Relay 2	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.04
			Time dial	t>(A)	0.5
			Current high set	I>>A	1
			Time delay	t>>(s)	0.3
Relay 1	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.288
			Time dial	t>(A)	0.5

Lanjutan Tabel 3.6 Eksisting Rele Penyulang Melaya

ID	Type	CT Ratio	Setting	ID	Type
Relay 3m	Areva P125	1000/5	Current high set	I>>A	1
			Time delay	t>>(s)	0.3
			Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.29
			Time dial	t>(A)	0.35
			Current high set	I>>A	8
			Time delay	t>>(s)	0.3

Tabel 3.7 Eksisting Rele Penyulang Menjangan

ID	Type	CT Ratio	Setting		
Relay 3mj	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.01
			Time dial	t>(A)	0.225
			Current high set	I>>A	40
			Time delay	t>>(s)	0.3
Relay 2mj	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.29
			Time dial	t>(A)	0.125
			Current high set	I>>A	8
			Time delay	t>>(s)	0.5
Relay 1mj	Areva P125	1000/5	Curve	IEC- Standar Inverse	
			Current setting	I>(A)	0.29
			Time dial	t>(A)	0.075
			Current high set	I>>A	40
			Time delay	t>>(s)	0.1

BAB 4

HASIL SIMULASI DAN ANALISIS

4.1 Pemodelan sistem kelistrikan PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk

Dalam tugas akhir ini membahas tentang perancangan sistem koordinasi proteksi pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk. Untuk melakukan perancangan tersebut dilakukan pemodelan sistem terlebih dahulu dengan pembuatan *single line diagram* menggunakan software ETAP 11. Pada pembuatan *single line diagram* ini dibutuhkan data spesifikasi peralatan eksisting, yang terdiri dari data transformator, kabel, beban, bus.

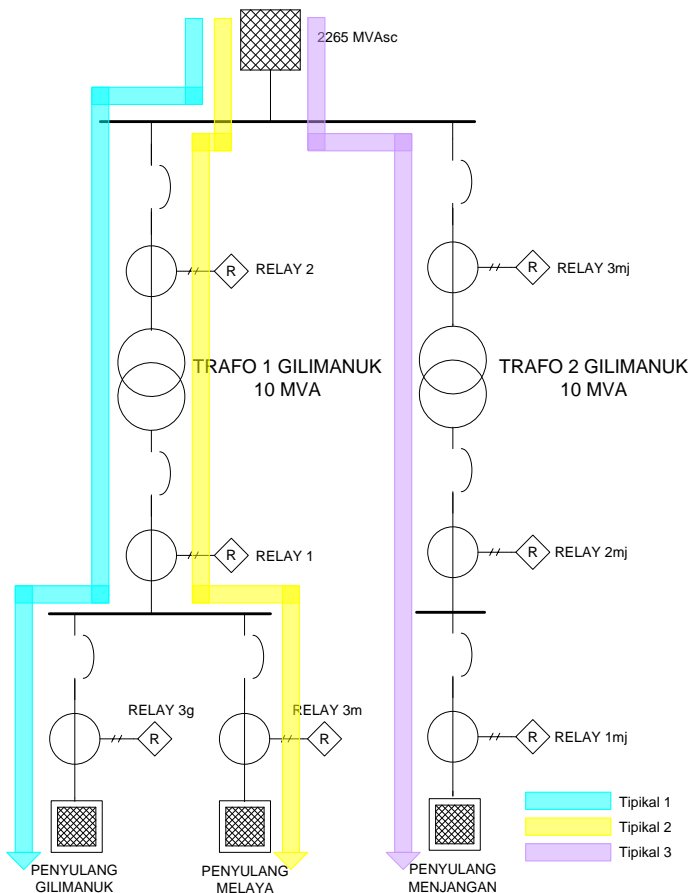
Selanjutnya dilakukan analisa aliran daya untuk mengetahui aliran daya serta tegangan pada setiap bus. Sehubungan dengan analisa pada bus maka dilakukan analisa hubung singkat, yang mana sebagai acuan perencanaan *setting* koordinasi proteksi.

4.2 Pemilihan Tipikal Setting Koordinasi Sistem Proteksi pada PT.PLN (Persero) APJ Gilimanuk

Untuk menentukan *setting* koordinasi proteksi pada setiap rele di PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk, dilakukan pemilihan beberapa tipikal guna mempermudah pengaturan rele. Tipikal ini dapat mewakili sistem kelistrikan pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk. Pada sistem ini dipilih menjadi 3 tipikal, antara lain :

1. **Tipikal 1** adalah pada penyulang gilimanuk. Tipikal ini yang paling pendek diantara tipikal lainnya. Tipikal ini memiliki beberapa level tegangan, yaitu 150kV, 20kV dan 0.4kV. Pada tipikal ini terdapat 3 buah fuse dan 3 buah rele pengaman, yaitu fuse 46, fuse 47, fuse 48, rele 3g, rele 1 dan rele 2.
2. **Tipikal 2** adalah pada penyulang melaya. Tipikal ini memiliki beberapa level tegangan, yaitu 150kV, 20kV dan 0.4kV. Pada tipikal ini terdapat 2 buah fuse, 1 recloser dan 3 rele pengaman, yaitu fuse 1, recloser 1, rele 3m, rele 1 dan rele 2

3. **Tipikal 3** adalah pada penyulang menjangkan. Tipikal yang paling panjang dari semua tipikal yang ditentukan. Tipikal ini memiliki beberapa level tegangan, yaitu 150kV, 20kV dan 0.4kV. Pada tipikal ini terdapat 1 buah fuse, 2 buah recloser dan 3 buah rele arus lebih, yaitu fuse 2, recloser matahari, recloser trimbawan, rele 1 mj, rele 2mj dan rele 3mj.



Gambar 4.1 Gambar *single line* pembagian tipikal 1,2,3

4.3 Analisis Arus gangguan hubung singkat

Setelah melakukan pemilihan tipikal, maka dilakukan analisa gangguan hubung singkat. Analisa hubung singkat dilakukan untuk dapat mengetahui seberapa besar nilai arus gangguan yang terjadi. Arus gangguan terdapat 2 macam, yaitu arus gangguan pada saat hubung singkat minimum dan maksimum.

4.3.1 Analisis hubung singkat minimum

Arus hubung singkat minimum terjadi saat adanya gangguan hubung singkat antar fasa. Gangguan ini berlangsung saat 30cycle atau *steady state* pada umumnya saat pembangkitan minimum. Arus hubung singkat ini digunakan menjadi parameter dalam penentuan setting pickup pada rele arus lebih waktu tentu. Jadi ketika terjadi gangguan hubung singkat minimum rele akan beroperasi berdasarkan *setting* waktu tertentu. Sehingga rele akan bekerja seketika berdasarkan kurva serta dapat mengisolir gangguan yang terjadi. Berdasarkan hasil simulasi hubung singkat 2 fasa saat 30cycle adalah :

Tabel 4.1 Tabel data Iscmin 2 fasa saat 30cycle pada bus

No.	ID Bus	Tipikal	Tegangan Bus (kV)	Iscmin 2 fasa 30 cycle (kA)
1	Bus 1g	1	150	7.55
2	Bus 2g		20	2.96
3	Bus LBS Pool I Gilimanuk		20	2.96
4	Bus 426g		20	2.65
5	Bus 418g		20	2.51
6	Bus 420g		20	2.51
7	Bus 1m	2	150	7.55
8	Bus 2m		20	2.4
9	Bus 4m		20	2.39
10	Bus 5m		20	2.04
11	Bus 356m		20	0.866
12	Bus 398m		20	0.869
13	Bus 1mj	3	150	7.55
14	Bus 187mj		20	2.96

15	Bus 188mj		20	2.89
----	-----------	--	----	------

Lanjutan tabel 4.1 Tabel data Iscmin 2 fasa saat 30cycle pada bus

No.	ID Bus	Tipikal	Tegangan Bus (kV)	Iscmin 2 fasa 30 cycle (kA)
16	Bus 189mj	3	20	2.33
17	Bus 191mj		20	2.12
18	Bus 197mj		20	1.93
19	Bus 200mj		20	1.87
20	Bus 308mj		20	1.19
21	Bus 310mj		20	1.16

4.3.2 Analisis hubung singkat maksimum

Arus hubung singkat maksimum terjadi saat adanya gangguan hubung singkat 3 fasa. Gangguan ini berlangsung saat 4 clyce hingga 30cycle atau *steady state* pada umumnya saat pembangkitan maksimum. Arus hubung singkat ini digunakan untuk *setting* time delay pada rele arus lebih. Berdasarkan hasil simulasi hubung singkat 3 fasa didapatkan data sebagai berikut :

Tabel 4.2 Tabel data Iscmax 3 fasa pada bus

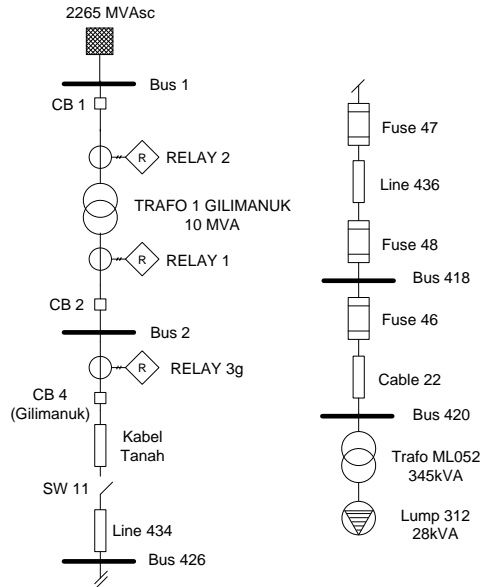
No.	ID Bus	Tipikal	Iscmax 3 fasa 4 cycle (kA)	Iscmax 3 fasa 30 cycle (kA)
1	Bus 1g	1	8.72	8.72
2	Bus 2g		3.42	3.42
3	Bus LBS Pool I Gilimanuk		3.42	3.41
4	Bus 426g		3.06	3.06
5	Bus 418g		2.9	2.89
6	Bus 420g		2.89	2.89
7	Bus 1m	2	8.73	8.72
8	Bus 2m		2.82	2.77
9	Bus 4m		2.82	2.76
10	Bus 5m		2.42	2.36
11	Bus 356m		1.08	1.02
12	Bus 398m		1.06	1
13	Bus 1mj	3	8.73	8.72

14	Bus 187mj		3.53	3.42
15	Bus 188mj		3.45	3.34

Lanjutan tabel 4.2 Tabel data Iscmax 3 fasa pada bus

No.	ID Bus	Tipikal	Tegangan Bus (kV)	Iscmin 2 fasa 30 cycle (kA)
16	Bus 189mj	3	2.78	2.69
17	Bus 191mj		2.53	2.45
18	Bus 197mj		2.31	2.23
19	Bus 200mj		2.24	2.16
20	Bus 308mj		1.47	1.37
21	Bus 310mj		1.43	1.34

4.4 Setting koordinasi rele tipikal 1 gilimanuk



Gambar 4.2 Gambar tipikal 1 gilimanuk

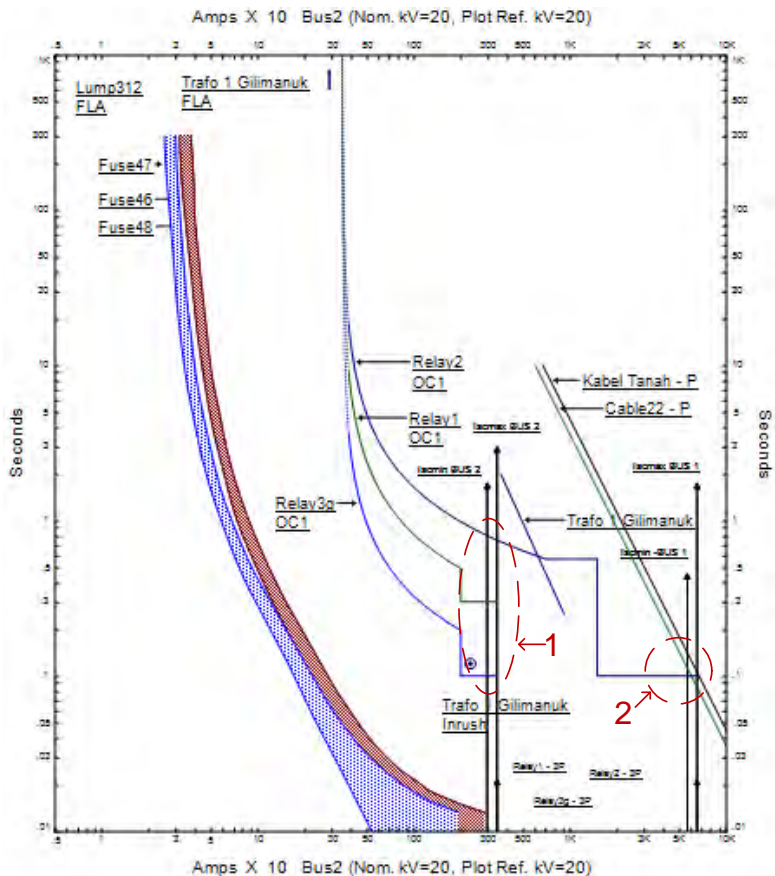
Pada tipikal 1 ini telah dilakukan koordinasi rele. Tipikal ini adalah jalur terpanjang dari sistem kelistrikan pada penyulang gilimanuk yang bermula dari sistem utility(sumber) pada bus 1 hingga lump 312

(beban) pada bus 420, sistem ini terdapat 3 rele pengaman dan 3 fuse . Dapat dijelaskan dari gambar 4.2 pengaman yang terdapat pada sistem disini adalah fuse 46 sebagai pengaman trafo ML052 kemudian terdapat pengama fuse cadangan berturut-turut adalah fuse 48 kemudian fuse 47. Rele 3g digunakan sebagai pengaman jika terjadi hubung singkat pada bus LBS poll 1 gilimanuk atau bus 426. Rele 1 dan rele 2 adalah sebagai pengaman trafo 1 Gilimanuk. Sistem ini telah dilakukan koordinasi menggunakan metode standar yang umumnya digunakan dengan hasil :

Tabel 4.3 Tabel data *setting* koordinasi rele pada tipikal 1 gilimanuk

ID Rele dan Model	CT Ratio	Setting	
Rele 3g = Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.87 \times 400 = 348 \text{ A}$
		Time dial	0.05
		Current High setting	$5 \times 400 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.1 s
Rele 1= Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.87 \times 400 = 348 \text{ A}$
		Time dial	0.125
		Current High setting	$5 \times 400 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.3 s
Rele 2 = Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.93 \times 50 = 46.5 \text{ A}$
		Time dial	0.25 s
		Current High setting	$40 \times 50 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.1 s

Data pada tabel diatas adalah data *setting* untuk masing - masing rele pada tipikal 1 gilimanuk yang kemudian ditampilkan pada bentuk kurva TCC (*Time Current Curve*), sebagai berikut :

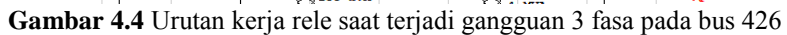


Gambar 4.3 Kurva hasil *setting* koordinasi tipikal 1 gilimanuk

Pada gambar kurva rele pengaman berhasil dilakukan pengaturan sehingga dapat dikoordinasikan dengan benar, kurva diatas menjelaskan 2 point, yaitu :

1. Pada point 1 adalah jika terjadi hubung singkat minimum atau maksimum pada bus 2, maka rele yang bekerja yang pertama adalah rele 3g kemudian rele 1 dan 2 akan menjadi pengaman cadangan. Waktu trip kan sesuai dengan setting waktu time

2. Point 2 adalah saat terjadi hubung singkat maksimum atau minimum pada bagian HV trafo 1 Gilimanuk, maka rele yang akan bekerja adalah rele 2 dengan waktu seketika sesuai dengan perpotongan kurva definite.



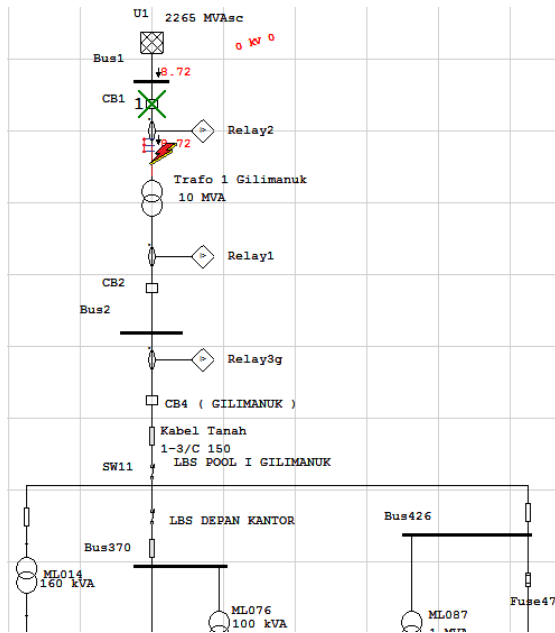
Tabel 4.4 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426

38

				Phase- OC1- 50
--	--	--	--	----------------

Lanjutan tabel 4.4 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
778	Relay 2	0.408	788	Phase- OC1- 51
798	CB 1		10	Tripped by Relay 2 Phase- OC1- 51

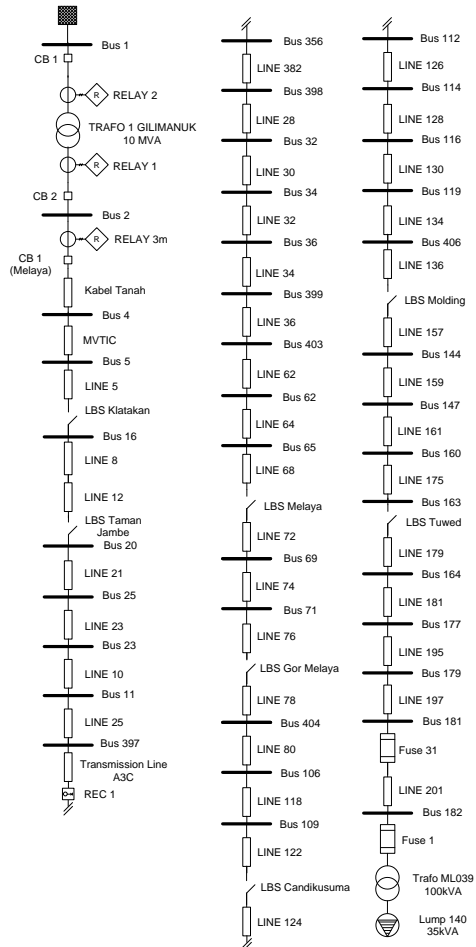


Gambar 4.5 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

Tabel 4.5 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
100	Relay 2	8.718	100	Phase- OC1- 50
110	CB 1		10	Tripped by Relay 2

4.5 Setting koordinasi rele tipikal 2 mela



Gambar 4.6 Gambar tipikal 2 mela

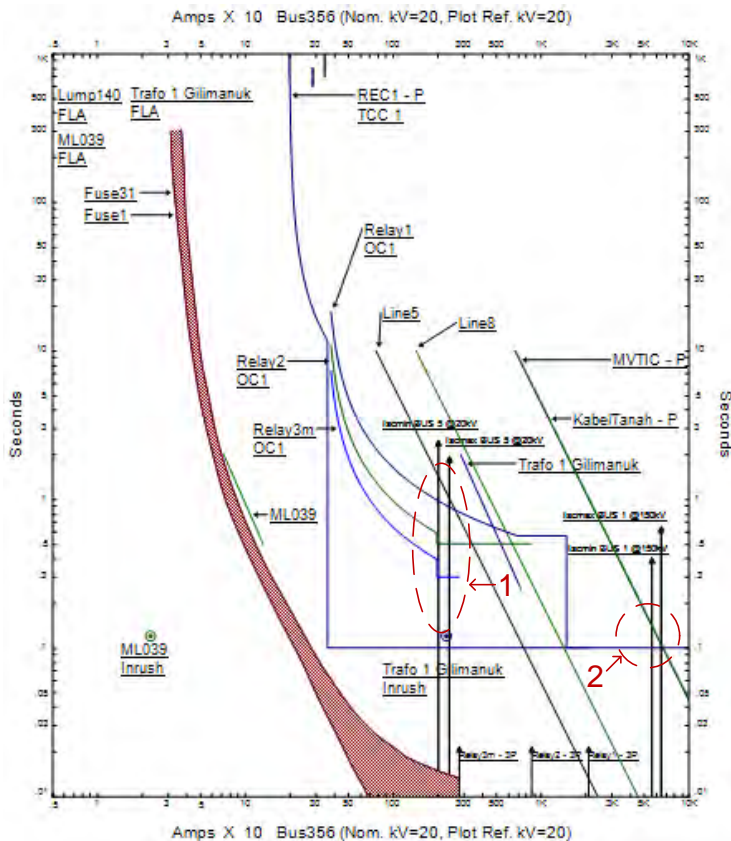
Pada tipikal 2 mela ini telah dilakukan koordinasi rele, yang mana penentuan ini dilakukan dengan cara pemilihan jalur terpanjang

pada sistem dari sumber (sistem utility) yang berada pada bus 1 hingga lump 140 (beban) pada bus 182. Pada tipikal ini terdapat 3 rele pengaman, 2 fuse, dan 1 recloser. Dapat dijelaskan dari gambar 4.6 pengaman yang terdapat pada sistem disini adalah fuse 1 sebagai pengaman trafo ML039 kemudian terdapat pengaman fuse cadangan adalah fuse 31. Rele 3m digunakan sebagai pengaman jika terjadi hubung singkat pada bus 4 atau bus 5. Rele 1 dan rele 2 adalah sebagai pengaman trafo 1 Gilimanuk. Sistem ini telah dilakukan koordinasi menggunakan metode standar yang umumnya digunakan dengan hasil :

Tabel 4.6 Tabel data *setting* koordinasi rele pada tipikal 2 melaya

ID Rele dan Model	CT Ratio	Setting	
Rele 3m = Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.87 \times 400 = 348 \text{ A}$
		Time dial	0.1
		Current High setting	$5 \times 400 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.3 s
Rele 1 = Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.87 \times 400 = 348 \text{ A}$
		Time dial	0.15
		Current High setting	$5 \times 400 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.5 s
Rele 2 = Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.93 \times 50 = 46.5 \text{ A}$
		Time dial	0.25 s
		Current High setting	$40 \times 50 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.1 s

Data pada tabel diatas adalah data *setting* untuk masing masing rele pada tipikal 2 melaya yang kemudian ditampilkan pada bentuk kurva TCC (*Time Current Curve*) sebagai berikut :

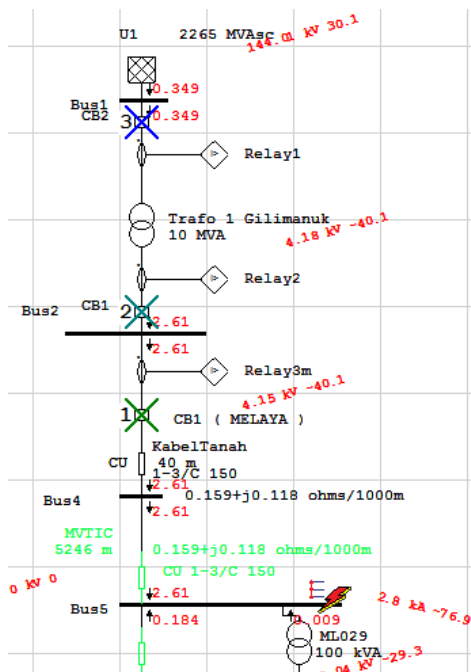


Gambar 4.7 Kurva hasil *setting* koordinasi tipikal 2 mela

Pada gambar kurva rele pengaman berhasil dilakukan pengaturan sehingga dapat dikoordinasikan dengan benar, kurva diatas menjelaskan 2 point, yaitu :

1. Pada point 1 adalah jika terjadi hubung singkat minimum atau maksimum pada bus 5, maka rele yang bekerja yang pertama adalah rele 3m kemudian rele 1 dan 2 akan menjadi pengaman cadangan. Waktu trip kan sesuai dengan setting waktu time

2. Point 2 adalah saat terjadi hubung singkat maksimum atau minimum pada bagian HV trafo 1 Gilimanuk, maka rele yang akan bekerja adalah rele 2 dengan waktu seketika sesuai dengan perpotongan kurva definite.



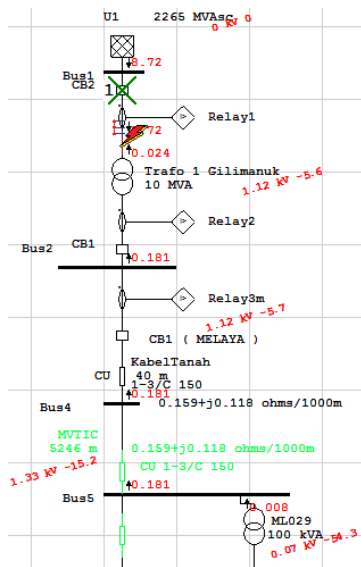
Tabel 4.7 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m

<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
300	Relay 3m	2.614	300	<i>Phase- OCI- 50</i>
310	CB 1 (Melaya)		10	<i>Tripped by Relay 3m Phase- OCI- 50</i>

500	Relay 2	2.614	500	Phase- OC1- 50
-----	---------	-------	-----	----------------

Lanjutan tabel 4.7 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
510	CB 1	2.614	10	Tripped by Relay 2 Phase- OC1- 50
851	Relay 1	0.349	851	Phase- OC1- 50
861	CB 2		10	Tripped by Relay 1 Phase- OC1- 50

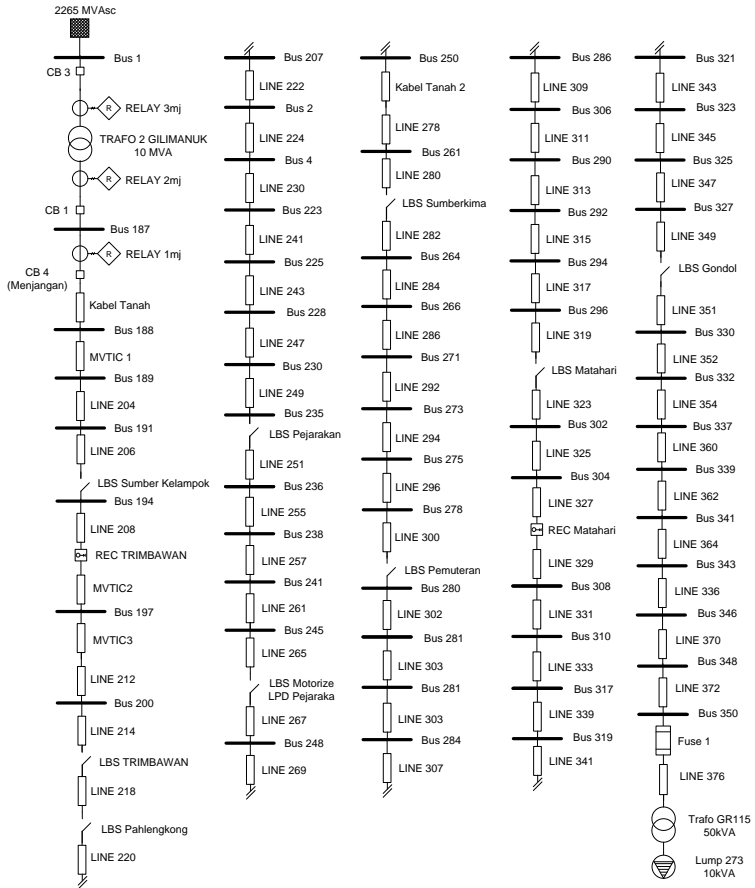


Gambar 4.9 Urutan dan waktu kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

Tabel 4.8 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
100	Relay 1	8.718	100	Phase- OC1- 50
110	CB 2		10	Tripped by Relay 1

4.6 Setting koordinasi rele tipikal 3 menjangan



Gambar 4.10 Gambar tipikal 3 menjangan

Pada tipikal 3 menjangan ini telah dilakukan koordinasi rele, yang mana penentuan ini dilakukan dengan cara pemilihan jalur terpanjang pada sistem dari sumber (sistem utility) yang berada pada bus 1 hingga lump 273 (beban) pada bus 350. Pada tipikal ini terdapat 3 rele pengaman, 1

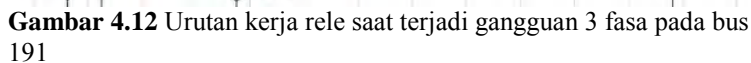
fuse, dan 2 recloser. Dapat dijelaskan dari **gambar 4.10** pengaman yang terdapat pada sistem disini adalah fuse 1 sebagai pengaman trafo GR115. Rele 1mj digunakan sebagai pengaman jika terjadi hubung singkat pada bus 189 atau bus 191. Rele 2mj dan rele 3mj adalah sebagai pengaman trafo 2 Gilimanuk. Sistem ini telah dilakukan koordinasi menggunakan metode standar yang umumnya digunakan dengan hasil :

Tabel 4.9 Tabel data *setting* koordinasi rele pada tipikal 3 menjangan

ID Rele dan Model	CT Ratio	Setting	
Rele 1mj = Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.87 \times 400 = 348 \text{ A}$
		Time dial	0.175
		Current High setting	$5 \times 400 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.5 s
Rele 2mj= Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.87 \times 400 = 348 \text{ A}$
		Time dial	0.25
		Current High setting	$5 \times 400 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.7 s
Rele 3mj= Areva P125	400 : 5	Curve type	Standar Inverse
		Current setting	$0.93 \times 50 = 46.5 \text{ A}$
		Time dial	0.275 s
		Current High setting	$40 \times 50 = 2000 \text{ A}$
		Time delay	0.1 s

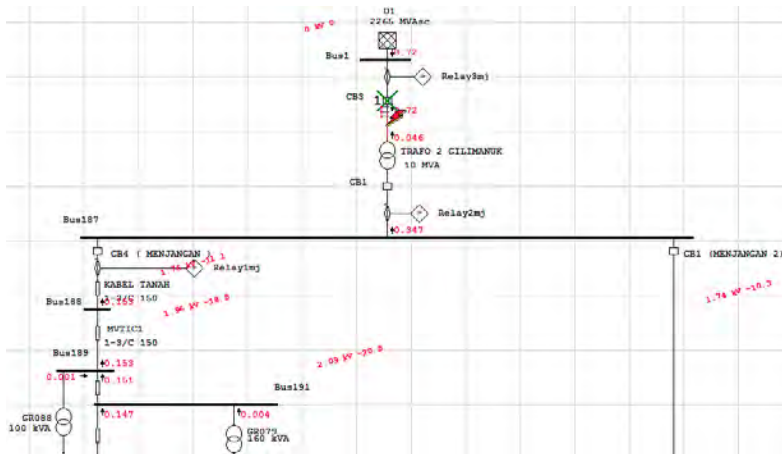
Data pada tabel diatas adalah data *setting* untuk masing masing rele pada tipikal 3 menjangan yang kemudian ditampilkan pada bentuk kurva TCC (*Time Current Curve*) sebagai berikut :

2. Point 2 adalah saat terjadi hubung singkat maksimum atau minimum pada bagian HV trafo 2 Gilimanuk, maka rele yang akan bekerja adalah rele 3mj dengan waktu seketika sesuai dengan perpotongan kurva definite.



Tabel 4.10 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 191

<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
500	Relay 1mj	2.371	500	<i>Phase- OC1- 50</i>
510	CB 4 (Menjangan)		10	<i>Tripped by Relay 1mj Phase- OC1- 50</i>
700	Relay 2mj	2.585	700	<i>Phase- OC1- 50</i>
710	CB 1		10	<i>Tripped by Relay 2mj Phase- OC1- 50</i>
942	Relay 3mj	0.345	942	<i>Phase- OC1- 50</i>
952	CB 2		10	<i>Tripped by Relay 3mj Phase- OC1- 50</i>



Gambar 4.13 Urutan kerja rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 2 Gilimanuk

Tabel 4.11 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 2 Gilimanuk

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
100	Relay 3mj	8.718	100	Phase- OC1- 50
110	CB 3		10	Tripped by Relay 3mj Phase- OC1- 50

4.7 Pemodelan kurva karakteristik *tripping* non-standart

4.7.1 Bentuk kurva

Menggunakan persamaan karakteristik *tripping* kurva yang baru, yaitu :

$$tp, n(I_{sc}) = a \cdot \log(I_{sc}) + b_n$$

Dimana :

$a = 1$

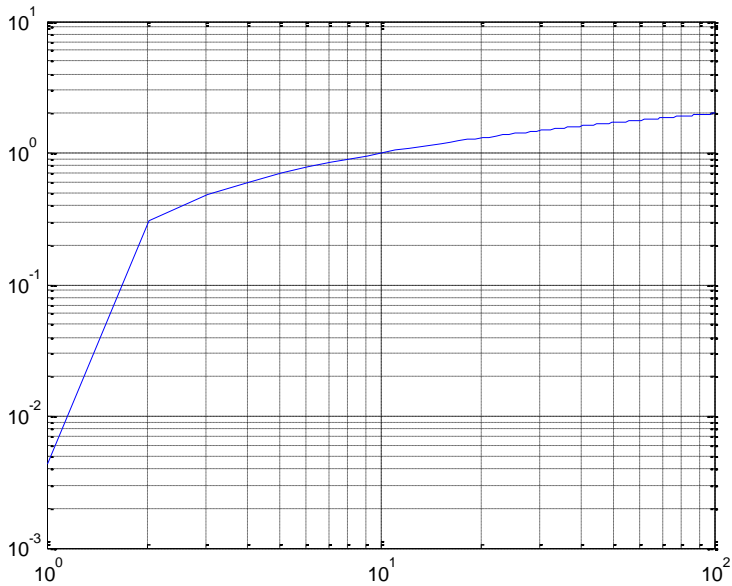
$b_n = 0$

I_{sc} adalah $0 \leq I_{sc} \leq 100$ dengan step 0.01

Tp,n (Isc) dimisalkan sebagai “y” atau waktu tripping
 Persamaan akan menjadi :

$$y = \log (I_{sc})$$

Maka kurva yang terbentuk adalah sebagai berikut :



Gambar 4.14 Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = \log (I_{sc})$

Dengan merubah parameter dimana :

$$a = -1$$

$$bn = 0$$

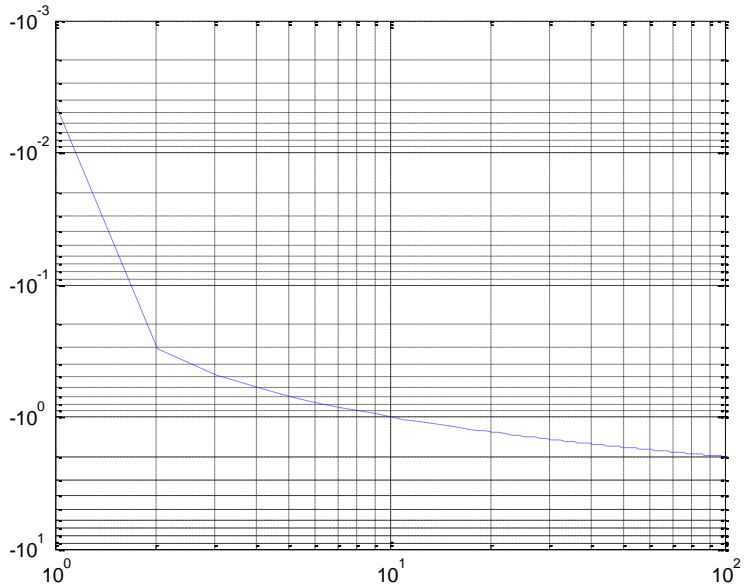
Isc adalah $0 \leq I_{sc} \leq 100$ dengan step 0.01

Tp,n (Isc) dimisalkan sebagai “y” atau waktu tripping

Bentuk persamaan menjadi :

$$y = -1. \log (I_{sc})$$

Maka kurva yang terbentuk adalah sebagai berikut :



Gambar 4.15 Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log(I_{sc})$

Ditentukan range konstanta pada bn yaitu bernilai antara 1 hingga 2 atau dapat dituliskan :

$$1 \geq bn \geq 2, \quad bn \in R$$

Dengan merubah parameter dimana:

$$a = -1$$

$$bn = 1$$

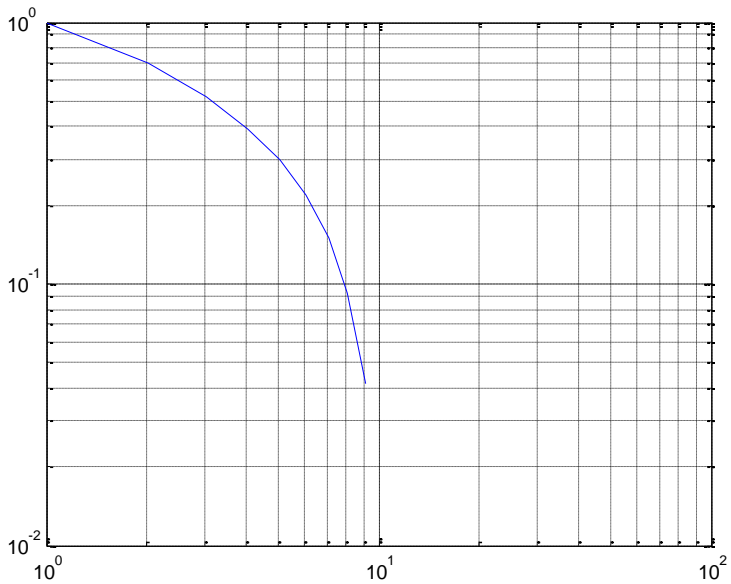
Isc adalah $0 \leq I_{sc} \leq 100$ dengan step 0.01

Tp,n (Isc) dimisalkan sebagai “y” atau waktu tripping

bentuk persamaan menjadi :

$$y = -1. \log(I_{sc}) + 1$$

Maka kurva yang terbentuk adalah sebagai berikut :



Gambar 4.16 Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log(I_{sc}) + 1$

Dengan merubah parameter dimana :

$a = -1$

$bn = 2$

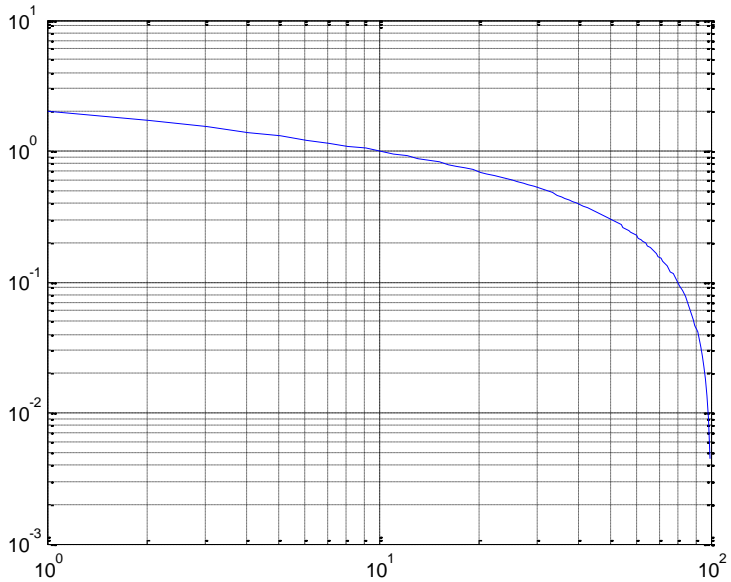
I_{sc} adalah $0 \leq I_{sc} \leq 100$ dengan step 0.01

$T_{p,n}(I_{sc})$ dimisalkan sebagai “y” atau waktu tripping

bentuk persamaan menjadi :

$$y = -1 \cdot \log(I_{sc}) + 2$$

Maka kurva yang terbentuk adalah sebagai berikut :



Gambar 4.17 Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log(I_{sc}) + 2$

Pada software etap dilakukan percobaan *trial and eror* dimana kurva yang cocok digunakan pada sistem dengan mengacu pada karakteristik *tripping* kurva yang baru, adalah :

$$y = -1. \log(I_{sc}) + 1.33$$

Dengan merubah parameter dimana :

$a = -1$

$bn = 1.33$

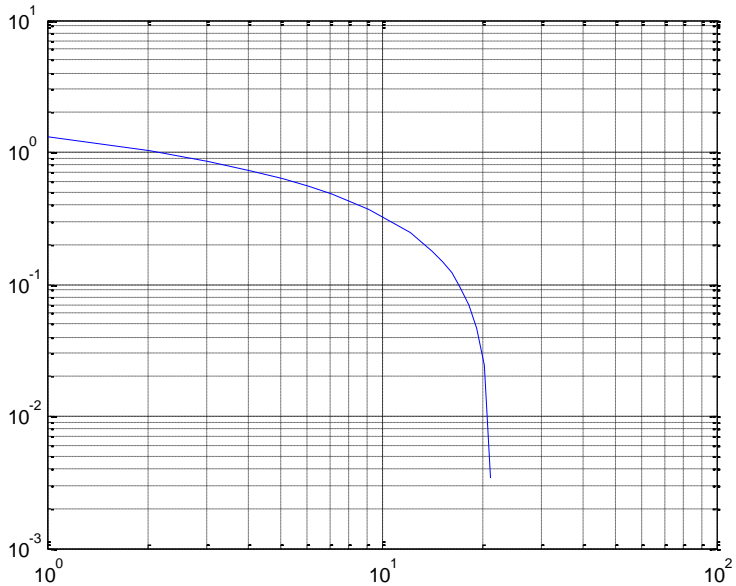
I_{sc} adalah $0 \leq I_{sc} \leq 100$ dengan step 0.01

$T_{p,n}(I_{sc})$ dimisalkan sebagai “y” atau waktu tripping

bentuk persamaan menjadi :

$$y = -1. \log(I_{sc}) + 1.33$$

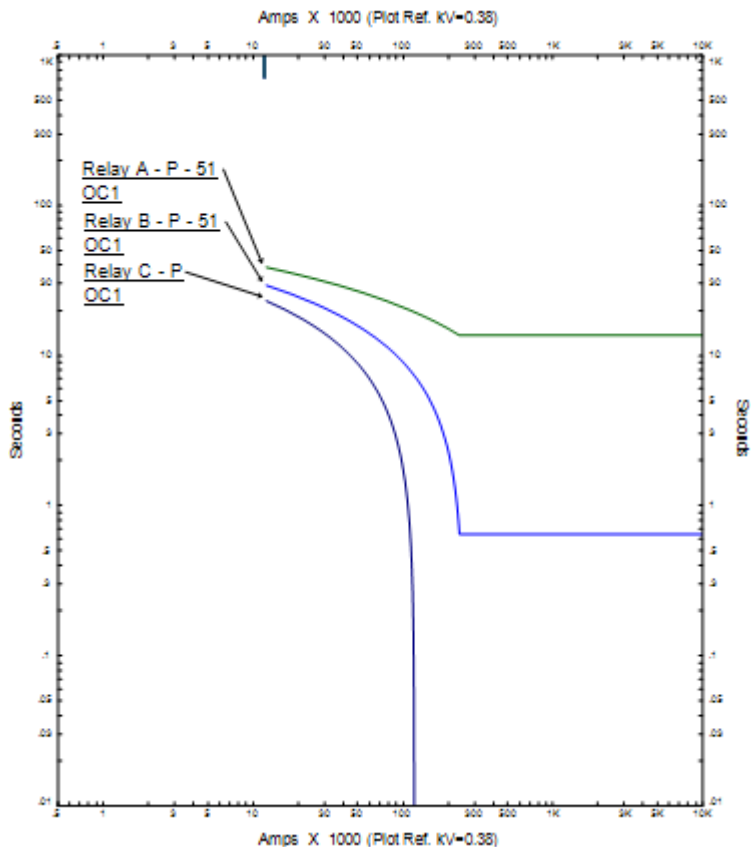
Maka kurva yang terbentuk adalah sebagai berikut :



Gambar 4.18 Bentuk kurva menggunakan persamaan $y = -1 * \log (I_{sc}) + 1.33$

4.7.2 Penerapan pada ETAP

Hasil yang kurva yang telah terbentuk menggunakan persamaan kurva karakteristik *tripping* yang baru akan diterapkan pada rele arus lebih, selanjutnya disimulasikan menggunakan software ETAP untuk dilakukan analisa pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk.



Gambar 4.19 Bentuk kurva rele arus lebih menggunakan karakteristik *tripping* non-standar

Persamaan yang diterapkan pada setiap rele adalah :

$$\text{Relay A} = -1. \log(I_{sc}) + 1$$

$$\text{Relay B} = -1. \log(I_{sc}) + 1.33$$

$$\text{Relay C} = -1. \log(I_{sc}) + 2$$

Dengan persamaan ini akan digunakan untuk *resetting* koordinasi proteksi pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk.

4.8 *Resetting* koordinasi rele tipikal 1 gilimanuk dengan metode kurva karakteristik *tripping* non-standart

Dengan adanya metode kurva karakteristik *tripping* non-standart ini, maka diperlukan *resetting* dari koordinasi rele pengamanan. Resetting ini merupakan penerapan dari kurva tersebut pada tipikal 1 gilimanuk, setelah dilakukan koordinasi ulang maka akan diketahui waktu *tripping* jika terjadi gangguan hubung singkat. Hasil penerapan ini yang nantinya akan dilakukan analisa. Berikut adalah perhitungan parameter yang digunakan pada rele :

Rele 3g

<i>Manufaktur</i>	: GE Multilin
<i>Model</i>	: <i>Non-standart</i>
<i>Kurva</i>	: <i>Non-standart curve</i>
<i>Rasio CT</i>	: 400/5
Iscmin 30 <i>cylce</i> bus 426	: 2.65 kA
Iscmax 4 <i>cycle</i> bus 426	: 3.06 kA
FLA	: 288.7 A

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1.05 \times FLA &\leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA \\
 1.05 \times 288.7 &\leq I_{set} \leq 1.4 \times 288.7 \\
 303.135 &\leq I_{set} \leq 404.18 \\
 \frac{303.135}{400} I_n &\leq Tap \leq \frac{404.18}{400} I_n \\
 0.757 I_n &\leq Tap \leq 1.01 I_n
 \end{aligned}$$

Dipilih tap = 0.8I_n

I_{set} = 0.8 x 400 = 320 A

Time dial

Waktu operasi = T = 0.1 s

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 426}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{3060}{320}$$

$$M = 9.5625$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.1}{(-\log(9.5625) + 1.33)}$$

$$TD = 0.286$$

$$TD \geq 0.286 \text{ Dipilih } TD = 0.29$$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 426}$$

$$1.6 \times 288.7 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 2650$$

$$461.92 \leq I_{\gg} \leq 2120$$

$$\frac{461.92}{400} In \leq \text{Tap} \leq \frac{2120}{400} In$$

$$1.15 In \leq \text{Tap} \leq 5.3 In$$

$$\text{Dipilih tap} = 5In$$

$$I_{set} = 5 \times 400 = 2000 \text{ A}$$

Time delay

$$\text{Dipilih Time delay} = 0.1 \text{ s}$$

Rele 1

Manufaktur : GE Multilin

Model : Non-standart

Kurva : Non-standart curve

<i>Rasio CT</i>	: 400/5
<i>Iscmin 30 cycle bus 2-g</i>	: 2.96 kA
<i>Iscmax 4 cycle bus 2-g</i>	: 3.42 kA
<i>FLA</i>	: 288.7 A

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1.05 \times FLA &\leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA \\
 1.05 \times 288.7 &\leq I_{set} \leq 1.4 \times 288.7 \\
 303.135 &\leq I_{set} \leq 404.18 \\
 \frac{303.135}{400} I_n &\leq Tap \leq \frac{404.18}{400} I_n \\
 0.757 I_n &\leq Tap \leq 1.01 I_n
 \end{aligned}$$

Dipilih tap = 0.8 I_n
 $I_{set} = 0.8 \times 400 = 320 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi = $T = 0.3 \text{ s}$

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 2g}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{3420}{320}$$

$$M = 10.6875$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.3}{(-\log(10.6875) + 1.33)}$$

$$TD = 0.996$$

$$TD \geq 0.996 \text{ Dipilih } TD = 0.9$$

Karena pada saat time dial 0.9 masih dalam range $\Delta t \geq 0.2s$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 2g}$$

$$1.6 \times 288.7 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 2960$$

$$461.92 \leq I_{\gg} \leq 2368$$

$$\frac{461.92}{400} In \leq \text{Tap} \leq \frac{2368}{400} In$$

$$1.15 In \leq \text{Tap} \leq 5.92 In$$

Dipilih tap = 5In

$$I_{set} = 5 \times 400 = 2000 \text{ A}$$

Time delay

Dipilih Time delay = 0.3 s

Rele 2

Manufaktur : GE Multilin

Model : Non-standart

Kurva : Non-standart curve

Rasio CT : 50/5

Iscmin 30 cycle bus 1-g : 7.55 kA

Iscmax 4 cycle bus 1-g : 8.72 kA

FLA : 38.49 A

Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times FLA \leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA$$

$$1.05 \times 38.49 \leq I_{set} \leq 1.4 \times 38.49$$

$$40.4145 \leq I_{set} \leq 53.886$$

$$\frac{40.4145}{50} In \leq \text{Tap} \leq \frac{53.886}{50} In$$

$$0.8 In \leq \text{Tap} \leq 1.07 In$$

Dipilih tap = 0.93In

$$I_{set} = 0.93 \times 50 = 46.5 \text{ A}$$

Time dial

$$\text{Waktu operasi} = T = 0.1 \text{ s}$$

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 1g}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{8720}{46.5}$$

$$M = 187.526$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.1}{(-\log(187.526) + 1.33)}$$

$$TD = -0.106$$

$$TD \geq -0.106 \text{ Dipilih } TD = 1.3$$

Karena pada saat time dial 1.3 masih dalam range $\Delta t \geq 0.2s$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 1g}$$

$$1.6 \times 38.49 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 7550$$

$$61.584 \leq I_{\gg} \leq 6040$$

$$\frac{61.584}{50} In \leq \text{Tap} \leq \frac{6040}{50} In$$

$$1.23 In \leq \text{Tap} \leq 120.8 In$$

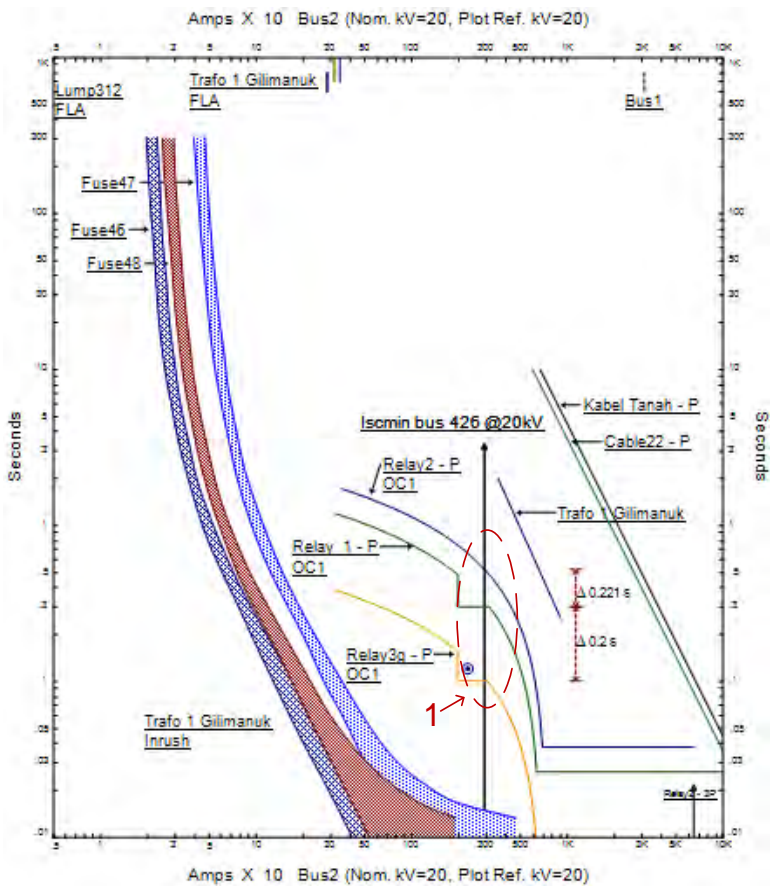
$$\text{Dipilih tap} = 40 In$$

$$I_{set} = 40 \times 50 = 2000 \text{ A}$$

Time delay

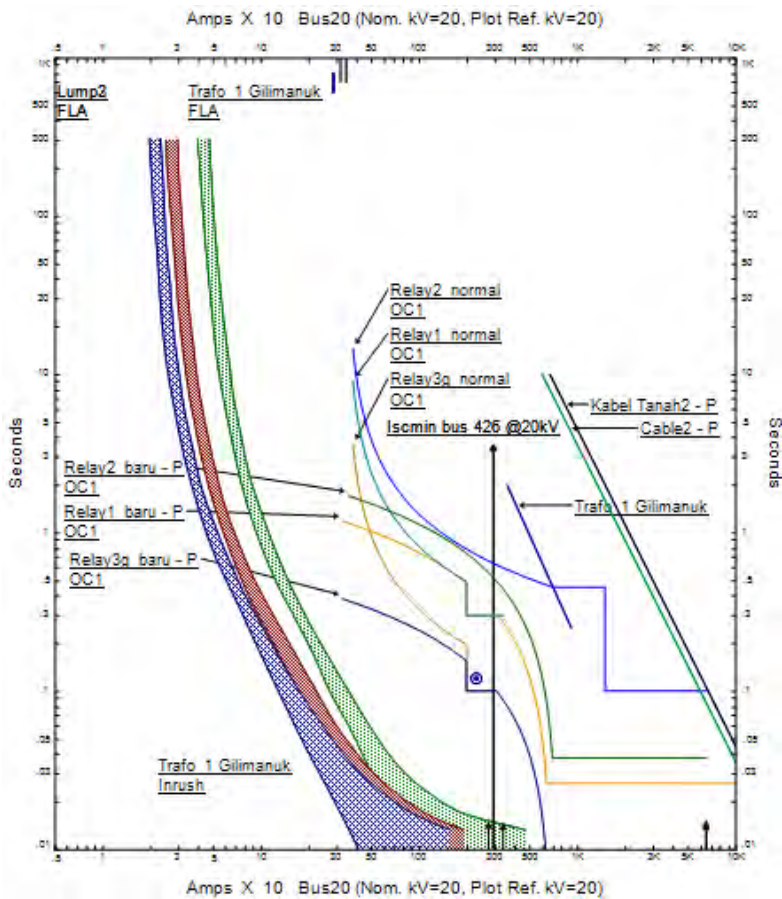
Dipilih $\text{Time delay} = 0.1 \text{ s}$

Dari hasil perhitungan *resetting* di atas maka akan didapatkan plot kurva TCC yang selanjutnya akan dianalisa menggunakan *Star Protective Device Coordination* pada software ETAP 11. Dan hasil plot yang ditampilkan adalah sebagai berikut :



Gambar 4.20 Kurva hasil *resetting* koordinasi tipikal 1 gilimanuk

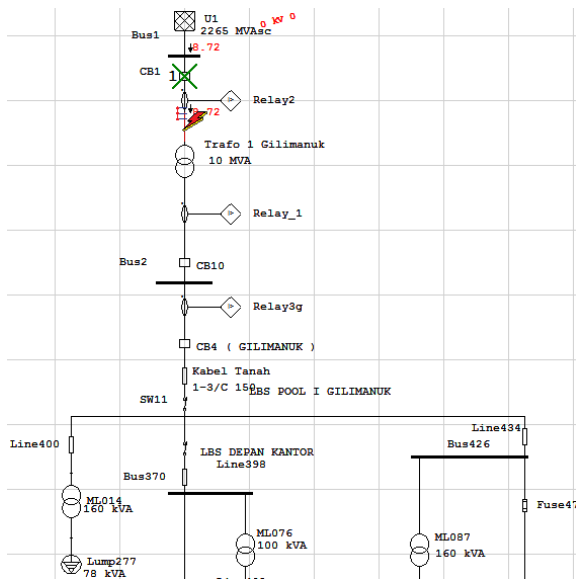
Dapat dilihat pada gambar 4.19, rele pengaman dapat diatur dengan kurva karakteristik non-standart, sehingga dapat dikoordinasikan. Pada point 1 menjelaskan bahwa grading time tetap terjaga sebesar $\Delta t \geq 0.2s$ untuk setiap rele ketika terjadi gangguan 2 fasa. Pada gambar 4.20 ditunjukkan perbandingan bentuk kurva antara metode standart dengan metode non-standart, sebagai berikut :



180	CB 4 (Gilimanuk)		80	<i>Tripped by Relay 3g Phase- OC1- 50</i>
300	Relay 1	3.06	300	<i>Phase- OC1- 50</i>

Lanjutan tabel 4.12 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426

<i>Time (ms)</i>	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
380	CB 10	3.06	80	<i>Tripped by Relay 1 Phase- OC1- 50</i>
503	Relay 2	0.408	503	<i>Phase- OC1- 50</i>
603	CB 1		100	<i>Tripped by Relay 2 Phase- OC1- 50</i>



Gambar 4.23 Urutan dan waktu rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

Tabel 4.13 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

<i>Time (ms)</i>	ID	If	T1 (ms)	<i>Condition</i>
------------------	----	----	---------	------------------

		(kA)		
37.7	Relay 2	8.718	37.7	<i>Phase- OC1- 50</i>
138	CB 1		100	<i>Tripped by Relay 2 Phase- OC1- 50</i>

Dapat dilihat pada gambar 4.21 dan 4.22, menjelaskan bahwa urutan CB yang bekerja serta diiringi waktu kerja rele saat terjadi gangguan. Saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 426, maka rele 3g bekerja pertama kemudian rele 1 lalu rele 2 yang bekerja sebagai pengaman cadangan.

Tabel 4.14 Hasil perbandingan waktu *tripping* pada tipikal 1 gilimanuk

No.	Rele	Letak gangguan	Waktu <i>tripping</i>		selisih
			Standart (ms)	Non standart (ms)	
1	Relay 2	Bus 426	755	503	252
2	Relay 2	Sisi HV trafo	100	37.7	62.3

Tabel 4.6 ini menunjukkan penurunan waktu triping pada rele 2, saat rele 2 menjadi pengaman cadangan dari rele 3g dan rele 1 namun masih memenuhi syarat $\Delta t \geq 0.2s$ antar rele. Rele 2 bekerja seketika ketika terjadi gangguan pada sisi HV trafo 1 gilimanuk.

4.9 *Resetting* koordinasi rele tipikal 2 melaya dengan metode kurva karakteristik *tripping* non-standart

Dengan adanya metode kurva karakteristik *tripping* non-standart ini, maka diperlukan *resetting* dari koordinasi rele pengaman. Resetting ini merupakan penerapan dari kurva tersebut pada tipikal 2 melaya, setelah dilakukan koordinasi ulang maka akan diketahui waktu *tripping* jika terjadi gangguan hubung singkat. Hasil penerapan ini yang nantinya akan dilakukan analisa. Berikut adalah perhitungan parameter yang digunakan pada rele :

Rele 3m

Manufaktur

: GE Multilin

Model

: *Non-standart*

<i>Kurva</i>	: <i>Non-standart curve</i>
<i>Rasio CT</i>	: 400/5
<i>Iscmin 30 cylce bus 5-m</i>	: 2.04 kA
<i>Iscmax 4 cycle bus 5-m</i>	: 2.42 kA
<i>FLA</i>	: 288.7 A

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1.05 \times FLA &\leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA \\
 1.05 \times 288.7 &\leq I_{set} \leq 1.4 \times 288.7 \\
 303.135 &\leq I_{set} \leq 404.18 \\
 \frac{303.135}{400} I_n &\leq Tap \leq \frac{404.18}{400} I_n \\
 0.757 I_n &\leq Tap \leq 1.01 I_n
 \end{aligned}$$

Dipilih tap = 0.8 I_n
 $I_{set} = 0.8 \times 400 = 320 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi = $T = 0.3 \text{ s}$

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 5m}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{2420}{320}$$

$$M = 7.5625$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.3}{(-\log(7.5625)+1.33)}$$

$$TD = 0.664$$

$$TD \geq 0.664 \text{ Dipilih } TD = 0.67$$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 5m}$$

$$1.6 \times 288.7 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 2040$$

$$461.92 \leq I_{\gg} \leq 1632$$

$$\frac{461.92}{400} In \leq \text{Tap} \leq \frac{1632}{400} In$$

$$1.15 In \leq \text{Tap} \leq 4.08 In$$

$$\text{Dipilih tap} = 4In$$

$$I_{set} = 4 \times 400 = 1600 \text{ A}$$

Time delay

$$\text{Dipilih Time delay} = 0.3 \text{ s}$$

Rele 1m

Manufaktur : GE Multilin

Model : Non-standart

Kurva : Non-standart curve

Rasio CT : 400/5

Iscmin 30 cylce bus 2-m : 2.4 kA

Iscmax 4 cycle bus 2-m : 2.82 kA

FLA : 288.7 A

Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times FLA \leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA$$

$$1.05 \times 288.7 \leq I_{set} \leq 1.4 \times 288.7$$

$$303.135 \leq I_{set} \leq 404.18$$

$$\frac{303.135}{400} In \leq \text{Tap} \leq \frac{404.18}{400} In$$

$$0.757 In \leq \text{Tap} \leq 1.01 In$$

Dipilih tap = 0.8In
 $I_{set} = 0.8 \times 400 = 320 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi = $T = 0.5 \text{ s}$

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 2m}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{2820}{320}$$

$$M = 9.2763$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.5}{(-\log(9.2763) + 1.33)}$$

$$TD = 1.29$$

$$TD \geq 1.29 \text{ Dipilih } TD = 1.06$$

Karena pada saat time dial 1.06 masih dalam range $\Delta t \geq 0.2s$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 2m}$$

$$1.6 \times 288.7 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 2400$$

$$461.92 \leq I_{\gg} \leq 1920$$

$$\frac{461.92}{400} In \leq \text{Tap} \leq \frac{1920}{400} In$$

$$1.15 In \leq \text{Tap} \leq 4.8 In$$

Dipilih tap = 4.8In
 Iset = 4.8 x 400 = 1920 A

Time delay

Dipilih Time delay = 0.5 s

Rele 2m

Manufaktur : GE Multilin
 Model : Non-standart
 Kurva : Non-standart curve
 Rasio CT : 50/5
 Iscmin 30 cycle bus 1-m : 7.55 kA
 Iscmax 4 cycle bus 1-m : 8.73 kA
 FLA : 38.49 A

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1.05 \times FLA &\leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA \\
 1.05 \times 38.49 &\leq I_{set} \leq 1.4 \times 38.49 \\
 40.4145 &\leq I_{set} \leq 53.886 \\
 \frac{40.4145}{50} I_n &\leq \text{Tap} \leq \frac{53.886}{50} I_n \\
 0.8 I_n &\leq \text{Tap} \leq 1.07 I_n
 \end{aligned}$$

Dipilih tap = 0.93In
 Iset = 0.93 x 50 = 46.5 A

Time dial

Waktu operasi = T = 0.1 s

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 1m}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{8730}{46.5}$$

$$M = 187.741$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.1}{(-\log(187.741) + 1.33)}$$

$$TD = -0.105$$

$$TD \geq -0.105 \text{ Dipilih } TD = 1.43$$

Karena pada saat time dial 1.43 masih dalam range $\Delta t \geq 0.2s$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 1m}$$

$$1.6 \times 38.49 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 7550$$

$$61.584 \leq I_{\gg} \leq 6040$$

$$\frac{61.584}{50} In \leq Tap \leq \frac{6040}{50} In$$

$$1.23 In \leq Tap \leq 120.8 In$$

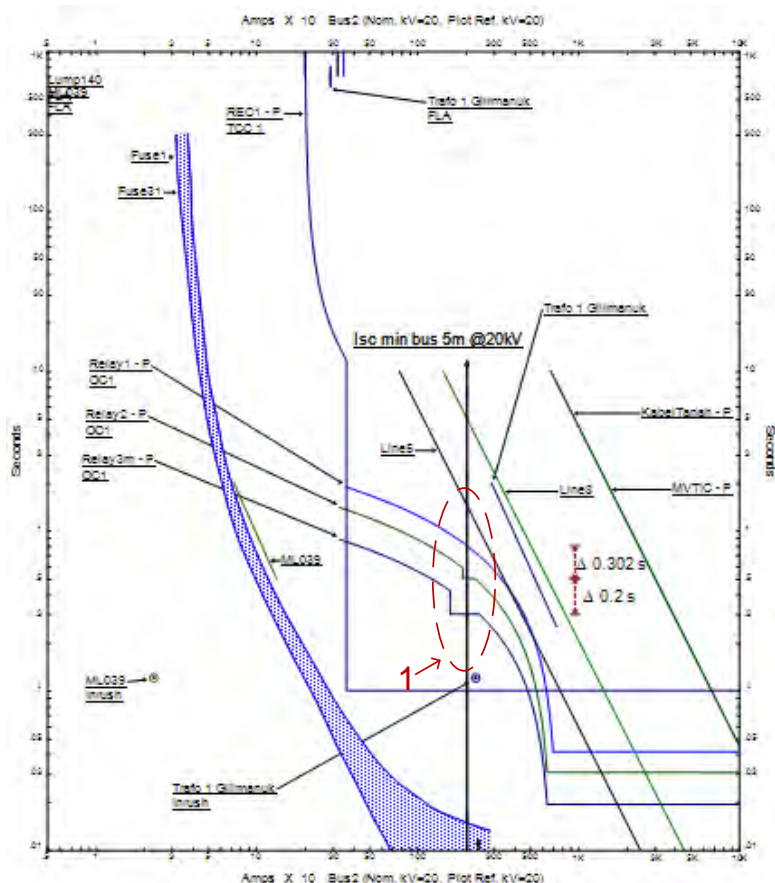
$$\text{Dipilih tap} = 40 In$$

$$I_{set} = 40 \times 50 = 2000 A$$

Time delay

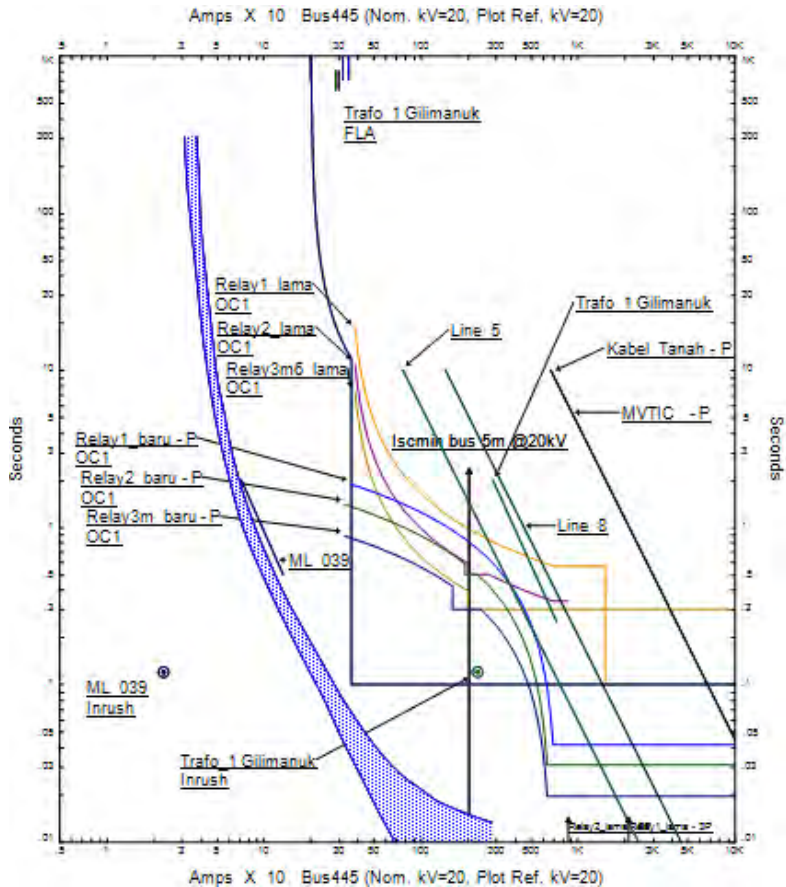
$$\text{Dipilih Time delay} = 0.1 s$$

Dari hasil perhitungan *resetting* di atas maka akan didapatkan plot kurva TCC yang selanjutnya akan dianalisa menggunakan *Star Protective Device Coordination* pada *software* ETAP 11. Dan hasil plot yang ditampilkan adalah sebagai berikut :



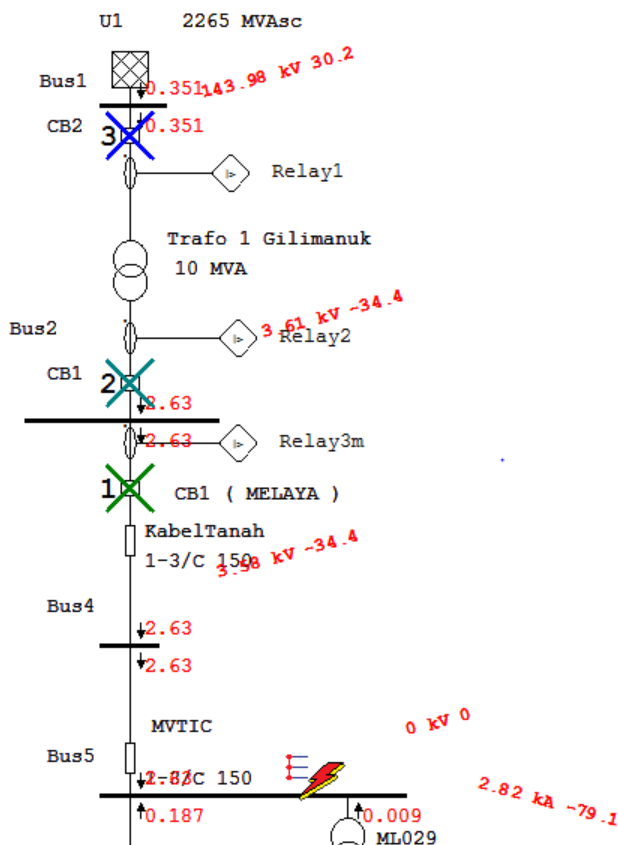
Gambar 4.24 Kurva hasil *resetting* koordinasi tipikal 2 melaya

Dapat dilihat pada gambar 4.23, rele pengaman dapat diatur dengan kurva karakteristik non-standart, sehingga dapat dikoordinasikan. Pada point 1 menjelaskan bahwa grading time tetap terjaga sebesar $\Delta t \geq 0.2s$ untuk setiap rele ketika terjadi gangguan 2 fasa. Pada gambar 4.24 ditunjukkan perbandingan bentuk kurva antara metode standart dengan metode non-standart, sebagai berikut :



Gambar 4.25 Kurva perbandingan antara metode standart dengan metode non-standart pada tipikal 2 melaya

Dengan perbedaan bentuk yang mendasar menyebabkan perbedaan waktu *tripping* pada masing masing kurva. Dapat dilihat pada gambar 4.24 kurva dengan metode non-standart berada di sisi bawah kurva metode standart yang saat terjadi gangguan waktu pemutusan menjadi lebih cepat dibandingkan dengan metode standart.



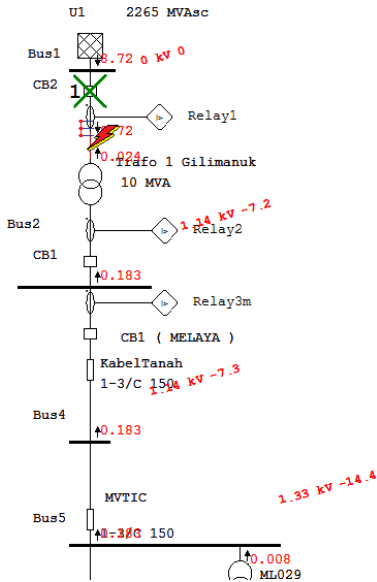
Gambar 4.26 Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m

Tabel 4.15 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	Condition
278	Relay 3m	2.634	278	Phase- OC1- 51
358	CB 1 (Melaya)		80	Tripped by Relay 3m Phase- OC1- 51
439	Relay 2	2.634	439	Phase- OC1- 51

Lanjutan tabel 4.15 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m

<i>Time</i> (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
519	CB 1	2.634	80	<i>Tripped by Relay 2</i> <i>Phase- OC1- 50</i>
646	Relay 1	0.351	503	<i>Phase- OC1- 50</i>
746	CB 2		100	<i>Tripped by Relay 1</i> <i>Phase- OC1- 50</i>



Gambar 4.27 Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

Tabel 4.16 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada sisi HV trafo 1 gilimanuk

<i>Time</i> (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	<i>Condition</i>
41.4	Relay 1	8.718	41.4	<i>Phase- OCI- 51</i>
141	CB 2		100	<i>Tripped by Relay 1</i>

				Phase- OC1- 5I
--	--	--	--	----------------

Dapat dilihat pada gambar 4.25 dan 4.26, menjelaskan bahwa urutan CB yang bekerja serta diiringi waktu kerja rele saat terjadi gangguan. Saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 5m, maka rele 3m bekerja pertama kemudian rele 1 lalu rele 2 yang bekerja sebagai pengaman cadangan.

Tabel 4.17 Hasil perbandingan waktu *tripping* pada tipikal 2 melaya

No.	Rele	Letak gangguan	Waktu <i>tripping</i>		selisih
			Standart (ms)	Non standart (ms)	
1	Relay 2	Bus 5m	851	646	205
2	Relay 2	Sisi HV trafo	100	41.4	58.6

Tabel 4.7 ini menunjukkan penurunan waktu triping pada rele 2, saat rele 2 menjadi pengaman cadangan dari rele 3m dan rele 1 namun masih memenuhi syarat $\Delta t \geq 0.2s$ antar rele. Rele 2 bekerja seketika ketika terjadi gangguan pada sisi HV trafo 1 gilimanuk.

4.10 *Resetting* koordinasi rele tipikal 3 menjangkan dengan kurva karakteristik metode *tripping* non-standart

Dengan adanya metode kurva karakteristik *tripping* non-standart ini, maka diperlukan *resetting* dari koordinasi rele pengaman. Resetting ini merupakan penerapan dari kurva tersebut pada tipikal 2 melaya, setelah dilakukan koordinasi ulang maka akan diketahui waktu *tripping* jika terjadi gangguan hubung singkat. Hasil penerapan ini yang nantinya akan dilakukan analisa. Berikut adalah perhitungan parameter yang digunakan pada rele :

Rele 1mj

<i>Manufaktur</i>	: GE Multilin
<i>Model</i>	: <i>Non-standart</i>
<i>Kurva</i>	: <i>Non-standart curve</i>
<i>Rasio CT</i>	: 400/5
Iscmin 30 <i>cylce</i> bus 191mj	: 2.12 kA
Iscmax 4 <i>cycle</i> bus 191mj	: 2.53 kA
FLA	: 288.7 A

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}1.05 \times FLA &\leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA \\1.05 \times 288.7 &\leq I_{set} \leq 1.4 \times 288.7 \\303.135 &\leq I_{set} \leq 404.18 \\ \frac{303.135}{400} I_n &\leq \text{Tap} \leq \frac{404.18}{400} I_n \\0.757 I_n &\leq \text{Tap} \leq 1.01 I_n\end{aligned}$$

Dipilih tap = 0.8I_n
I_{set} = 0.8 x 400 = 320 A

Time dial

Waktu operasi = T = 0.5 s

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 191mj}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{2530}{320}$$

$$M = 7.90625$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.5}{(-\log(7.90625) + 1.33)}$$

$$TD = 1.15$$

$$TD \geq 1.15 \text{ Dipilih } TD = 1.15$$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 191mj}$$

$$1.6 \times 288.7 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 2120$$

$$461.92 \leq I_{\gg} \leq 1696$$

$$\frac{461.92}{400} In \leq \text{Tap} \leq \frac{1696}{400} In$$

$$1.15 In \leq \text{Tap} \leq 4.24 In$$

Dipilih tap = 4.2In

$$I_{set} = 4.2 \times 400 = 1680 \text{ A}$$

Time delay

Dipilih *Time delay* = 0.5 s

Rele 2mj

Manufaktur : GE Multilin

Model : *Non-standart*

Kurva : *Non-standart curve*

Rasio CT : 400/5

Iscmin 30 cylce bus 187mj : 2.96 kA

Iscmax 4 cycle bus 187mj : 3.53 kA

FLA : 288.7 A

Time Overcurrent Pickup

$$1.05 \times FLA \leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA$$

$$1.05 \times 288.7 \leq I_{set} \leq 1.4 \times 288.7$$

$$303.135 \leq I_{set} \leq 404.18$$

$$\frac{303.135}{400} In \leq \text{Tap} \leq \frac{404.18}{400} In$$

$$0.757 In \leq \text{Tap} \leq 1.01 In$$

Dipilih tap = 0.8In

$$I_{set} = 0.8 \times 400 = 320 \text{ A}$$

Time dial

Waktu operasi = $T = 0.7 \text{ s}$

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 187mj}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{3530}{320}$$

$$M = 11.03125$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M) + 1.33)}$$

$$TD = \frac{0.7}{(-\log(11.03125) + 1.33)}$$

$$TD = 2.435$$

$$TD \geq 2.435 \text{ Dipilih } TD = 1.66$$

Karena pada saat time dial 1.66 masih dalam range $\Delta t \geq 0.2s$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 187mj}$$

$$1.6 \times 288.7 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 2960$$

$$461.92 \leq I_{\gg} \leq 2368$$

$$\frac{461.92}{400} I_n \leq \text{Tap} \leq \frac{2368}{400} I_n$$

$$1.15 I_n \leq \text{Tap} \leq 5.92 I_n$$

$$\text{Dipilih tap} = 5 I_n$$

$$I_{set} = 5 \times 400 = 2000 \text{ A}$$

Time delay

$$\text{Dipilih Time delay} = 0.7 \text{ s}$$

Rele 3mj

<i>Manufaktur</i>	: GE Multilin
<i>Model</i>	: <i>Non-standart</i>
<i>Kurva</i>	: <i>Non-standart curve</i>
<i>Rasio CT</i>	: 50/5
Iscmin 30 cycle bus 1mj	: 7.55 kA
Iscmax 4 cycle bus 1mj	: 8.73 kA
FLA	: 38.49 A

Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1.05 \times FLA &\leq I_{set} \leq 1.4 \times FLA \\
 1.05 \times 38.49 &\leq I_{set} \leq 1.4 \times 38.49 \\
 40.4145 &\leq I_{set} \leq 53.886 \\
 \frac{40.4145}{50} I_n &\leq \text{Tap} \leq \frac{53.886}{50} I_n \\
 0.8 I_n &\leq \text{Tap} \leq 1.07 I_n
 \end{aligned}$$

Dipilih tap = $0.93 I_n$

$I_{set} = 0.93 \times 50 = 46.5 \text{ A}$

Time dial

Waktu operasi = $T = 0.1 \text{ s}$

TD = Time Dial

$$M = \frac{I_{scmax}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{I_{scmax} \text{ 4 cycle bus 1mj}}{I_{set}}$$

$$M = \frac{8730}{46.5}$$

$$M = 187.741$$

$$T = (-\log(M) + 1.33) \times TD$$

$$TD = \frac{T}{(-\log(M)+1.33)}$$

$$TD = \frac{0.1}{(-\log(187.741)+1.33)}$$

$$TD = -0.105$$

$$TD \geq -0.105 \text{ Dipilih } TD = 1.96$$

Karena pada saat time dial 1.96 masih dalam range $\Delta t \geq 0.2s$

Instantaneous Pickup

$$1.6 \times FLA \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times I_{scmin} \text{ bus 1mj}$$

$$1.6 \times 38.49 \leq I_{\gg} \leq 0.8 \times 7550$$

$$61.584 \leq I_{\gg} \leq 6040$$

$$\frac{61.584}{50} In \leq \text{Tap} \leq \frac{6040}{50} In$$

$$1.23 In \leq \text{Tap} \leq 120.8 In$$

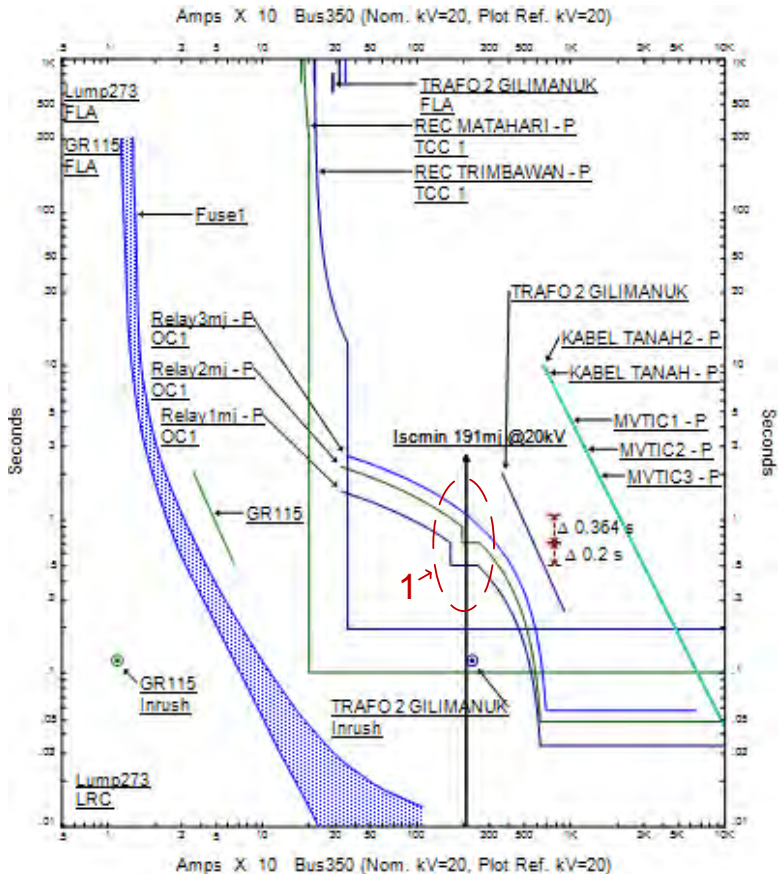
$$\text{Dipilih tap} = 40 In$$

$$I_{set} = 40 \times 50 = 2000 A$$

Time delay

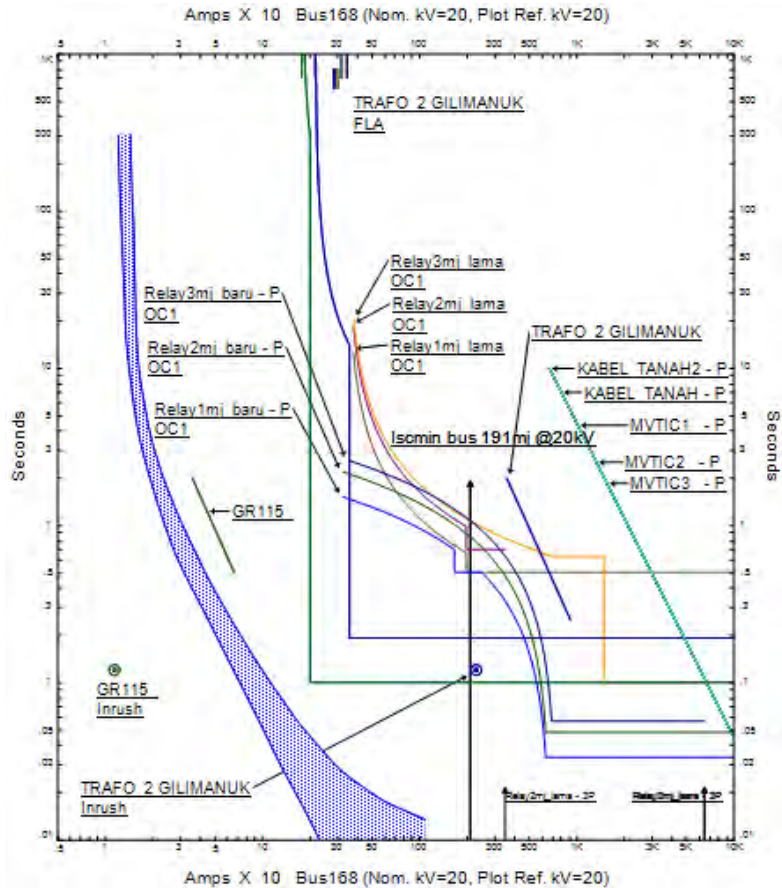
$$\text{Dipilih Time delay} = 0.1 s$$

Dari hasil perhitungan *resetting* di atas maka akan didapatkan plot kurva TCC yang selanjutnya akan dianalisa menggunakan *Star Protective Device Coordination* pada *software* ETAP 11. Dan hasil plot yang ditampilkan adalah sebagai berikut :



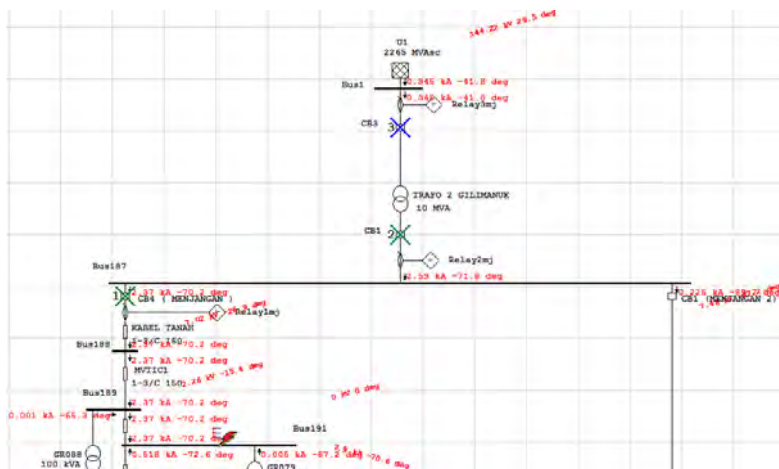
Gambar 4.28 Kurva hasil *resetting* koordinasi tipikal 3 menjangkan

Dapat dilihat pada gambar 4.27, rele pengaman dapat diatur dengan kurva karakteristik non-standart, sehingga dapat dikoordinasikan. Pada point 1 menjelaskan bahwa grading time tetap terjaga sebesar $\Delta t \geq 0.2s$ untuk setiap rele ketika terjadi gangguan 2 fasa. Pada gambar 4.28 ditunjukkan perbandingan bentuk kurva antara metode standart dengan metode non-standart, sebagai berikut :



Gambar 4.29 Kurva perbandingan antara metode standart dengan metode non-standart pada tipikal 3 menjangan

Dengan perbedaan bentuk yang mendasar menyebabkan perbedaan waktu *tripping* pada masing masing kurva. Dapat dilihat pada gambar 4.28 kurva dengan metode non-standart berada di sisi bawah kurva metode standart yang saat terjadi gangguan waktu pemutusan menjadi lebih cepat dibandingkan dengan metode standart.



Gambar 4.30 Urutan rele bekerja saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 191m

Tabel 4.18 Urutan kejadian dan waktu operasi rele saat terjadi gangguan 3 fasa pada bus 191m

Time (ms)	ID	I_f (kA)	T1 (ms)	Condition
500	Relay 1mj	2.371	500	Phase- OC1- 50
580	CB 4 (Menjangan)		80	Tripped by Relay 1mj Phase- OC1- 50
700	Relay 2mj	2.585	700	Phase- OC1- 50
780	CB 1		80	Tripped by Relay 2mj Phase- OC1- 50
902	Relay 3mj	0.345	902	Phase- OC1- 51
1002	CB 2		100	Tripped by Relay 3mj Phase- OC1- 51

Tabel 4.7 ini menunjukkan penurunan waktu tripping pada rele 3mj, saat rele 3mj menjadi pengaman cadangan dari rele 1mj dan rele 2mj namun masih memenuhi syarat $\Delta t \geq 0.2s$ antar rele. Rele 3mj bekerja seketika ketika terjadi gangguan pada sisi HV trafo 2 gilimanuk.

(halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB 5

PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil simulasi dan analisis perbandingan metode standart dengan non-standart, maka disimpulkan sebagai berikut :

1. Pada setiap tipikal, rele dapat dikoordinasikan dengan benar, yaitu hasil plot kurva karakteristik tidak ada yang *overlapping* ataupun *miss-coordination* satu sama lain. Rele bekerja dengan urutan yang telah dikoordinasikan.
2. Pada setiap tipikal, terjadi penurunan waktu kerja pada rele yang bertindak sebagai pengaman cadangan. Meskipun terjadi penurunan waktu kerja sehingga menyebabkan waktu pemutusan CB yang lebih cepat namun grading time antar rele tetap terjaga sebesar $\Delta t \geq 0.2s$ untuk menghindari kejadian trip yang bersamaan.
3. Pada tipikal 1 gilimanuk yang bertindak sebagai rele pengaman cadangan adalah rele 2 dengan penurunan waktu kerja rele sebesar 252ms.
4. Pada tipikal 2 melaya yang bertindak sebagai rele pengaman cadangan adalah rele 2 dengan penurunan waktu kerja rele sebesar 205ms.
5. Pada tipikal 3 menjangan yang bertindak sebagai rele pengaman cadangan adalah rele 3mj dengan penurunan waktu kerja rele sebesar 40ms.

5.2. Saran

Metode non-standar yang digunakan dalam tugas akhir ini dapat dijadikan usulan untuk melakukan *setting* rele pada PT. PLN (Persero) APJ Gilimanuk dengan type model universal rele, yang mana persamaan karakteristik dapat diatur sesuai dengan pengguna serta sesuai kebutuhan. Dalam tugas akhir ini tidak dilakukan simulasi pada kondisi lowsett yang mana terjadi gangguan *overload*, sehingga tidak dapat diketahui perbedaan waktu kerja rele yang pasti antara metode standart dengan metode non-standart.

Namun dapat dilakukan permisalan dengan mengganti kapasitas trafo distribusi menjadi lebih besar serta letaknya paling jauh dengan sumber, sehingga jika dilakukan hubung singkat 2 fasa dengan waktu 30cycle arus hubung singkat yang terjadi berada pada daerah pengaman *overload*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Soeprijanto, Adi "Kestabilan Sistem Tenaga Listrik, Diktat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Listrik 2", Teknik Elektro Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya
- [2] Ir R.Wahyudi. "Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik", Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- [3] Lazar irwin "Electrical System Analysis and Design for Industrial Plant", McGraw-Hill Inc., USA, Ch, 1, 1980 2004
- [4] Anderson, P.M, "Power System Protection", John Wiley & Sons, Inc., Canada, Ch. 3, 1998
- [5] Anderson, P.M, "Power System Protection", John Wiley & Sons, Inc., Canada, Ch. 3, 1998
- [6] Phadke, Arun G, dan Thorp, James S, "Computer relaying for Power System", John Wiley and Sons, Ltd., England, Ch.2, 2009
- [7] J. Jäger and T. Keil, "Advanced Coordination Method for Overcurrent Protection Relays Using Nonstandard Tripping Characteristics" in Proc. 8th Inst. Elect. Eng. Int. Conf. Developments in Power System Protection, 2008

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BIODATA PENULIS



Penulis bernama lengkap Amarendra Suryaquarta Nugraha dan dilahirkan di Surabaya pada tanggal 9 November 1991. Penulis memulai pendidikan di SD Negeri Kertajaya XIII/219 (PUJA) Surabaya dan melanjutkan pendidikan SLTP Negeri 1 Surabaya dan SMA Negeri 5 Surabaya. Pada tahun 2010, penulis melanjutkan pendidikan jenjang Diploma di Politeknik Elektronika Negeri Surabaya dengan konsentrasi bidang studi Teknik Elektronika. Pada tahun 2013 penulis berhasil menyelesaikan pendidikan diploma dan pada saat itu juga melanjutkan pendidikan untuk jenjang sarjana. Pendidikan sarjana ditempuh di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya di jurusan Teknik Elektro dengan konsentrasi bidang studi Teknik Sistem Tenaga.

One-Line Diagram - Penyulang Gilimanuk (Star Sequence-of-Operation)

